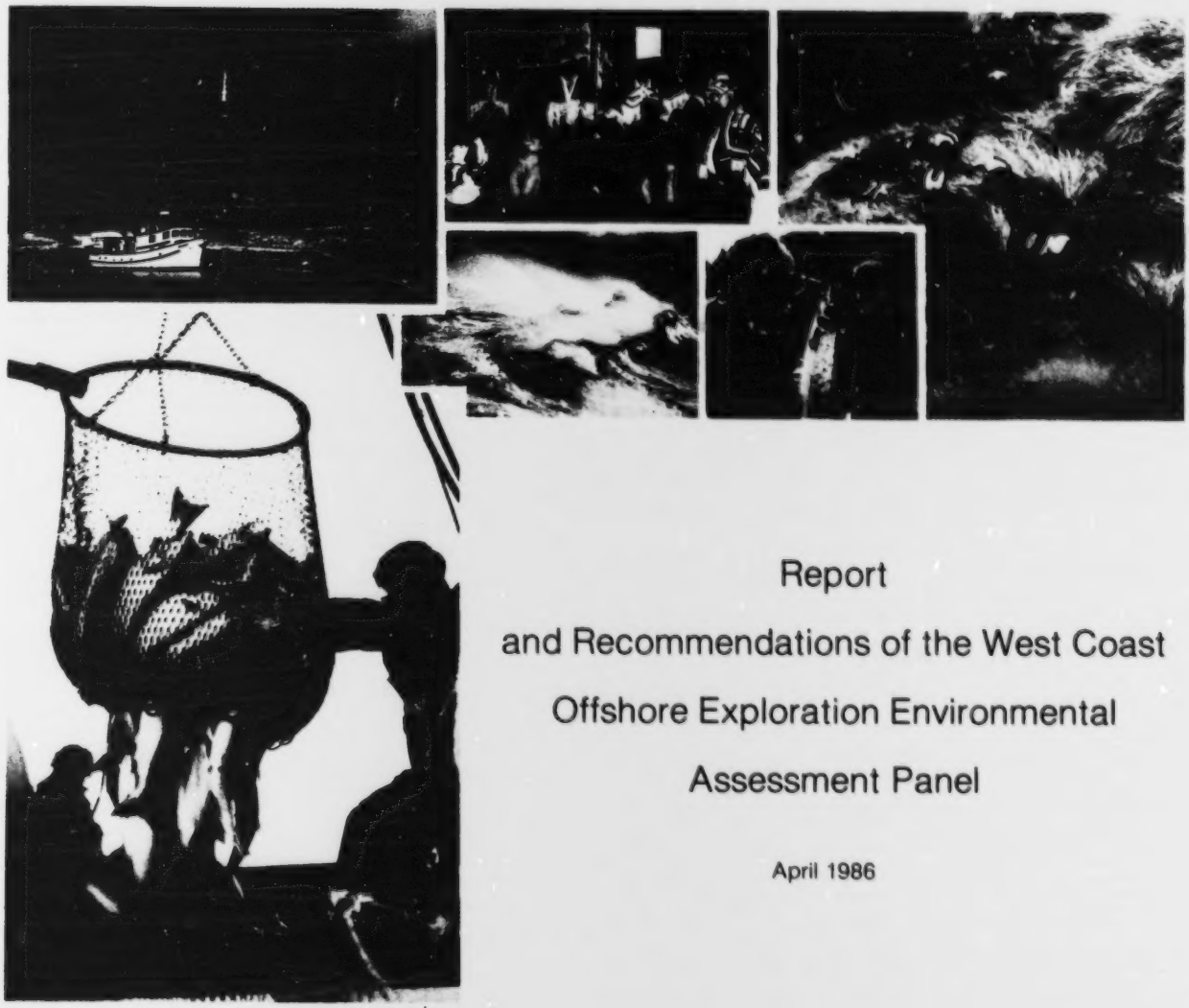
OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION



Report

and Recommendations of the West Coast

Offshore Exploration Environmental

Assessment Panel

April 1986

Canada

Province of British Columbia

86-06069/

OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION

Hippa Island, Queen Charlotte Islands

Report

West Coast Offshore Exploration

Environmental Assessment Panel

April 1986

© Minister of Supply and Services Canada 1986

Cat. No. En 105-37/1986

ISBN 0-662-54428-5

Government of Canada / Gouvernement du Canada

Province of British Columbia

The Honourable Tom McMillan
Minister of the Environment
The Government of Canada
Ottawa, Ontario

and

The Honourable Pat Carney
Minister of Energy, Mines
and Resources
The Government of Canada
Ottawa, Ontario

The Honourable F.C. Austin Pelton
Minister of Environment
Government of British Columbia
Victoria, B. C.

and

The Honourable Tony Brummet
Minister of Energy, Mines and
Petroleum Resources
Government of British Columbia
Victoria, B. C.

Dear Ministers:

In accordance with the Terms of Reference provided to the West Coast Offshore Exploration Environmental Assessment Panel a public review of possible offshore hydrocarbon exploration off Canada's West Coast has been completed. We are pleased to submit the Panel Report for your consideration.

As requested, we have assessed the potential environmental and socio-economic effects, identified broad terms and conditions for seismic surveys and exploratory drilling, specified information and investigative requirements for the respective stages of offshore activity, and identified issues that should be examined before possible development and production occurs.

Respectfully yours,

Ewan Cotterill
Chairman
West Coast Offshore Exploration
Environmental Assessment Panel

West Coast Offshore Exploration Environmental Assessment Panel
700 – 789 West Pender Street, Vancouver, B.C., V6C 1H2
Telephone (604)666-2431 (Vancouver)
(604)387-4441 (Victoria)

TABLE OF CONTENTS

		Page
EXECUTIVE SUMMARY		1
1.	BACKGROUND	3
	Mandate	3
	Review Process	4
	Withdrawal of Proponent	5
	Intervenor Funding	6
	External Issues	6
2.	OFFSHORE OIL AND GAS EXPLORATION	9
	Proposal	9
	History	9
	West Coast Moratorium	9
	The Future	11
3.	REGIONAL SETTING	13
	Physical Environment	13
	Biological Environment	17
	Commercial and Sport Fisheries	20
	The Native Food Fishery	21
	Other Resource Uses	23
	People	23
	Administration	24
4.	ISSUES AND KEY RECOMMENDATIONS	29
	Environmental Risk of Offshore Hydrocarbon Exploration	29
	Public Involvement in Management of Offshore Hydrocarbon Exploration	31
	Aboriginal Concerns	32
	Compensation	33
	Research	34
5.	SEISMIC SURVEYING	35
	Effects of the Physical Environment	36
	Biological Effects of Seismic Operations	36
	Operational Considerations	37
6.	ROUTINE EXPLORATORY DRILLING AND SUPPORT OPERATIONS	39
	Rotary Drilling Technique	39
	Marine Operations	41
	Support Operations	43
	Environmental Considerations	44
7.	SOCIO-ECONOMIC EFFECTS OF ROUTINE OPERATIONS	51
	Managing Socio-Economic Effects	51
	Regional Economic Benefits	53
	Community Effects	54
8.	HYDROCARBON BLOWOUTS	57
	Well Control Technology	57
	Incidence and Probability	58
	Gas Condensate Blowouts	59
	Tanker Spills	59
	Case Histories of Representative Blowouts	59

9. THE FATE AND EFFECTS OF OIL IN THE MARINE ENVIRONMENT 61
The Behaviour of Oil Released by Blowouts 61
Biophysical Effects of a Blowout 63
Socio-Economic Effects of a Blowout 66
Protection of Nearshore Waters 67

10. OIL BLOWOUT CONTINGENCY PLANNING AND COUNTERMEASURES 69
Contingency Planning 69
Countermeasure Operations 71

11. COMPENSATION 75
Compensable Losses and Damage 75
Public Concerns and Issues 75
Present Mechanisms for Compensation 76
Offshore Compensation Programs in Other Jurisdictions 76
Compensation Policy and Programs 77

12. DEVELOPMENT AND PRODUCTION CONSIDERATIONS 79
Development and Production Systems 79
Transportation of Hydrocarbons 80
Shorebase Facilities 80
Socio-Economic Issues 80
Environmental Issues 81

13. MANAGING FOR ENVIRONMENTAL PROTECTION 83
Experiences Elsewhere 83
Existing Management Systems 85
Proposed Management System 85

14. ACTION PLAN 89

15. SUMMARY OF RECOMMENDATIONS 93

APPENDICES .....
A. Panel Terms of Reference 101
B. Panel Member Biographies 103
C. Technical Specialists Biographies 105
D. Events in the Review Process 107
E. Hearing Participants 109
F. Reports, Background Documents and Miscellaneous Material Received by the Panel 115
G. Glossary of Terms 119
H. Acknowledgements 123

EXECUTIVE SUMMARY

In June 1984, the federal and British Columbia Ministers of Environment appointed a five member Environmental Assessment Panel to conduct a public review of the environmental and related socio-economic effects of a potential renewal of a program of petroleum exploration off the west coast of Canada, north of Vancouver Island. The West Coast Offshore Exploration Environmental Assessment Panel was asked to develop recommendations on the terms and conditions under which petroleum exploration could proceed in a safe and environmentally responsible manner.

During the course of the review, the Panel gathered information on the environmental and related socio-economic effects of the proposed offshore exploration program and held two series of public forums. These were public information meetings held in November 1984 and public hearings held in September, October and November 1985. Opportunities for full public participation were key elements in the review process, and included the scheduling of many of the public meetings in the north coast communities of British Columbia that could be most directly affected.

Both Chevron Canada Resources Ltd. and Petro-Canada Inc., who acted as proponents for the purpose of this review, hold rights to exploration licences in the coastal waters between northern Vancouver Island and the border between Alaska and British Columbia. A government-imposed moratorium on all exploration drilling in the region has been in place since the early 1970's. However, consideration is now being given to lifting the moratorium so that exploration programs can be pursued.

Chevron participated fully in the Panel review process, however, Petro-Canada withdrew from the review in November 1984, explaining that it had other and higher priorities.

Chevron's proposed exploration program consists initially of two years of seismic surveys followed by a two-well drilling program, using a semi-submersible anchored drill unit. Depending on the results of this initial program, a more intense exploration or delineation program might be undertaken consisting of additional seismic surveys and drilling more exploratory wells.

The areas proposed for exploration include Queen Charlotte Sound, Hecate Strait, Dixon Entrance and some of the coastal waters west of Graham Island. The area is rich and diverse in natural resources, is subject to extreme weather conditions and is sparsely populated.

Aside from the major population centres of Prince Rupert and Port Hardy, a sizeable percentage of the area's population are native people. Most of these people have strong cultural and economic ties to the ocean and its resources. Many of the smaller native communities rely almost exclusively on the sea and its resources for their sustenance which comes from commercial fishing and from the extensive use of locally gathered seafoods in their diets.

The most important industry in the region is the fishing industry. This provides employment in the commercial harvest and processing of many species. Indeed the size and distribution of the region's population has been largely maintained by fishing. In addition to the commercial fishery, the region also has an important sport fishery and will probably, in the future, support a strong mariculture industry.

During the course of the review, participants raised a variety of concerns relating to the potential environmental and related socio-economic effects of renewed offshore oil and gas exploration. The major concerns were the biophysical and socio-economic impacts associated with the level of risk and potential occurrence of a major oil well blowout. Other significant concerns and issues raised included:

- —social and cultural impacts on the area's residents;
- —biophysical effects associated with seismic surveying and routine exploratory drilling operations;
- —compensation programs for losses and damages resulting from a major oil blowout;
- —additional study and research needed to properly understand interactions between proposed exploration and the region's environment; and
- —government's ability to manage an offshore exploration program.

After careful consideration of these and other issues and concerns, the Panel has reached the following main conclusions :

1. a two year seismic survey program such as that proposed by Chevron may proceed providing certain terms and conditions are met; however, other programs should not be permitted until monitoring results from the initial program are analyzed to better determine the effects of seismic operations on fish eggs, larvae and juvenile fish;

2. exploratory drilling may not take place within an exclusion zone of 20 km from any point of land, to minimize potential impacts on sensitive nearshore areas from routine operations or from an oil well blowout;

3. additional information leading to a better understanding of the environment of the exploration area and the potential impacts of an exploration program must be gathered and provided to the regulatory authority prior to the commencement of offshore drilling;

4. exploratory drilling outside the specified 20 km exclusion zone must be initially confined to the months of June to October inclusive, at least until further operating experience is obtained and weather forecasting capability is improved;

5. the major source of socio-economic impact of an offshore exploration program is likely to arise from the limited ability of residents of the area, including the native people, to participate in decisions relating to the management of the area's resources;

6. an effective ongoing environmental management structure must be put in place that is capable of managing decisions relating to the environmental and socio-economic considerations of offshore hydrocarbon exploration and of possible development and production as it may evolve; and

7. an effective compensation program that applies to all losses and damages resulting from an oil blowout or from routine operations should be established before the start of offshore exploration activity.

The foregoing major conclusions are reflected in the detailed recommendations in the Panel report. These recommendations include appropriate terms and conditions which should be put in place before and during the exploration program to minimize adverse effects and to address issues requiring further investigation and study. Also included in the Panel report are recommendations on the establishment and structure of an appropriate management system to deal with the environmental and socio-economic matters associated with west coast offshore hydrocarbon exploration and eventually development and production.

"West Coast Offshore Exploration Environmental Assessment Panel (from left) Allen Milne, Charles Bellis, Ewan Cotterill (Chairman) Peter Gelpke, and Norman (Sonny) Nelson."

1. BACKGROUND

MANDATE

In September 1983, a Memorandum of Agreement signed by the Governments of Canada and British Columbia established the basis for a joint federal-provincial public review of the potential environmental and related socio-economic effects of renewed west coast offshore oil and gas exploration. Under this agreement the federal and provincial Ministers of Environment were requested to establish a formal public review.

The review has been conducted under the federal Environmental Assessment and Review Process and the British Columbia Environment Management Act. The process was administered jointly by the two levels of government.

The area under review includes British Columbia coastal waters between 50° 40'N latitude and 54° 40'N latitude, that is, from the northern end of Vancouver Island to the border between British Columbia and Alaska and seaward to the limit of the continental shelf. Although northern Vancouver Island and southeastern Alaska are outside the proposed exploration area, the Panel believes that the potential effects upon these areas must also be considered. See Figure 1 for review area.

In June 1984, the federal and provincial Ministers of Environment appointed the five-member West Coast Offshore Exploration Environmental Assessment Panel as an independent advisory body to conduct this public review. The Panel consists of Ewan Cotterill (Chairman), Charles Bellis, Peter Gelpke, Allen Milne and Norman (Sonny) Nelson.

The Panel's Terms of Reference ask it "to examine the environmental and directly related socio-economic effects of offshore petroleum exploration, and to present recommendations on the terms and conditions under which offshore petroleum exploration could proceed in a safe and environmentally responsible manner." In interpreting its Terms of Reference, the Panel defined exploration to include seismic surveying, exploratory drilling and the delineation drilling that would occur to establish favourable conditions for a development and production program to be proposed. The Terms of Reference named Chevron Canada Resources Limited and Petro-Canada Incorporated as proponents.

The Panel asked the proponents and the governmental regulatory agencies to consider various degrees of

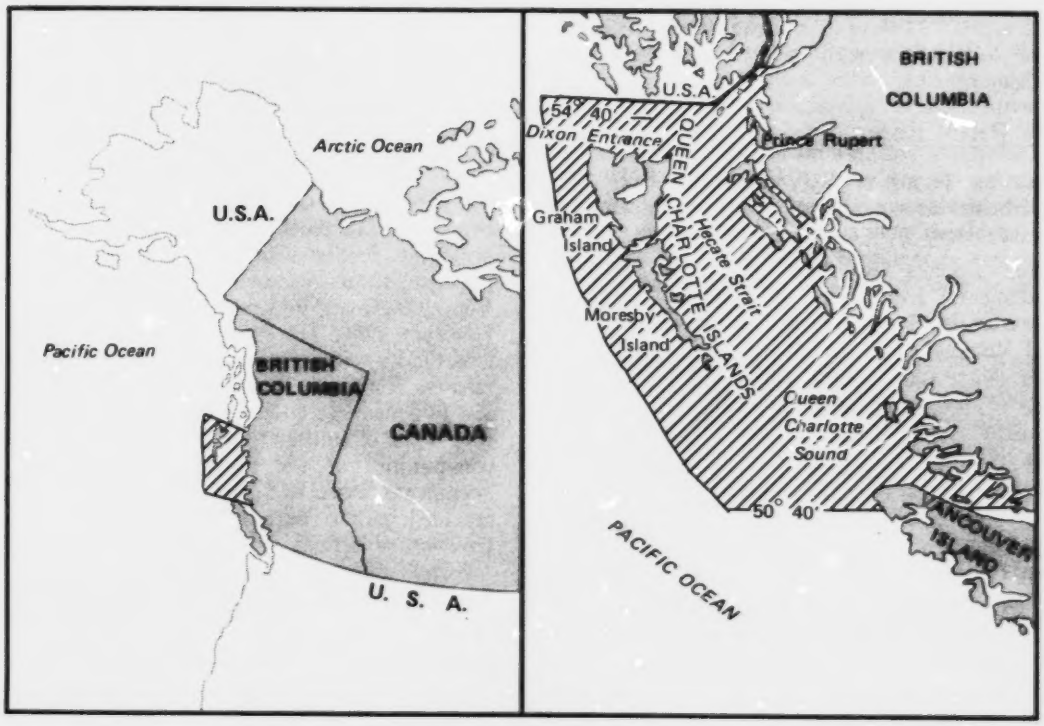


Figure 1: Area Under Review

expanded exploration and their likely timeframe, so that the Panel would have a better understanding of future exploration possibilities. The effects of such an expanded exploration activity upon the environment and on the socio-economic framework of the region were then to be addressed.

The Panel was not asked to assess the effects of oil tanker traffic, however, the Panel's mandate did extend to the identification of oil transportation issues as they relate to eventual development and production.

The Terms of Reference required the Panel to submit a written report of its findings to the federal and provincial Ministers of Environment. The Panel was asked to include the following in its report:

—identify seasonal and regional concerns associated with offshore exploration;

—identify any information gaps that might prevent a full assessment of risks and impacts; and

—recommend terms and conditions under which exploration might proceed in a safe and environmentally responsible manner, if decisions were made to resume exploratory drilling activity.

These Terms of Reference were amended in December 1984 to address the withdrawal of Petro-Canada from the review, and in May 1985 to extend the Panel's reporting date in order to allow the public more time to prepare for the public hearings.

REVIEW PROCESS

Along with its Terms of Reference, the Panel was provided with four documents as background information for the public review:

—Chevron Canada Resources Ltd. 1982. Initial Environmental Evaluation for Renewed Petroleum Exploration in Hecate Strait and Queen Charlotte Sound. Volumes 1 and 2;

—Petro-Canada Inc. 1983. Offshore Queen Charlotte Islands : Initial Environmental Evaluation. Volumes 1, 2 and 3;

—British Columbia Ministry of Environment. 1983. Offshore Hydrocarbon Exploration and Development: A Preliminary Environmental Assessment; and

—Canada Oil and Gas Lands Administration and British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. 1984. Technical Evaluation of the IEEs for Offshore Petroleum Exploration — January 17/18, 1984.

In July 1984, the public was invited to review these background documents and make submissions by September 27, 1984 indicating what additional information should be made available for the review. On the basis of these submissions and its own review, the Panel, in early October 1984, released to government, Chevron and Petro-Canada an initial list of additional information requirements. Just before the Panel began its series of public information meetings in November 1984, Petro-Canada formally withdrew from further participation in the public review.

A series of public information meetings was held in 15 communities in the north coast area and in Vancouver and Victoria during November 1984 to allow discussion of the review process, the proposed offshore exploration activities and additional information requirements.

In early December 1984, the Panel released a document identifying information it needed from government and industry: "Requirements for Additional Information". The responses to this document were received in February 1985, and the first stage of the review was completed.

Although many individuals and organizations had been scrutinizing material from the outset of the review, the months from March 1985 through August 1985 were set aside to allow participants to prepare for the hearings. The hearings, originally scheduled for May and June 1985, were rescheduled to September, October and November 1985 to allow intervenors not only to have more time to prepare for the hearings, but also to seek funding, and to avoid most conflicts with the fishing season.

Early in the review, the Panel adopted measures to encourage full participation by residents of the widely dispersed British Columbia coastal communities. A mailing list of interested individuals and groups grew from 300 entries in June 1984 to over 1,800 entries by February 1986. The Panel produced and distributed six issues of its newsletter (Panel News), special bulletins and releases at intervals to inform the public about the review and to encourage public participation. It also established a network of information depots (179 in July 1985) in communities of the region and supplied them with documents associated with the review. These depots included public libraries, schools, colleges and local government offices. The latter included the offices of regional districts, communities, band councils and government agents. Finally, the Panel Secretariat visited the communities to provide information and to assist them in participating in the review.

The Panel visited the North Sea in the autumn of 1984 to observe active oil and gas exploration and production and to discuss lessons learned by government and industry in the United Kingdom and Norway. The North Sea was selected because of features similar to Canada's west coast, particularly coastline, sea energy, climate, fisheries and human settlement patterns. During this visit, the Panel met with the Shetland Islands Council to discuss its management of the environmental and social impacts associated with North Sea petroleum development.

The Panel Secretariat visited Ketchikan, Juneau and Anchorage, Alaska to inform community, state and federal officials of the Panel's review and to obtain any information on terms and conditions currently used in Alaska for managing oil and gas exploration activity.

WITHDRAWAL OF PROPONENT

For this review, Petro-Canada and Chevron were designated by the federal and provincial regulatory bodies as proponents of the offshore oil and gas exploration activity. As proponents, they were expected to develop information on environmental and socio-economic effects that might result from exploration activity in the area of their interest, and to explain and answer questions related to this information during the public hearings.

On November 2, 1984, Petro-Canada withdrew from the review process. This presented the Panel with a number of difficulties. First, some of the additional information the Panel needed for its review could not be obtained. Second, the information already provided by Petro-Canada in its Initial Environmental Evaluation could not be directly examined during subsequent public hearings. Third, the possibility existed that the credibility of the review suffered.

To many, the withdrawal of a proponent, without any apparent effect upon its holdings or future plans for operations within the area, cast into doubt the government's commitment to the environmental review process. For others, it called into question the ability of regulatory bodies to control the industry. In addition, some members of the public interpreted the withdrawal of Petro-Canada as an indication of Petro-Canada's lack of commitment to the principles of environmental management. While deploring the arbitrary and insensitive action of Petro-Canada, the Panel believes that this withdrawal from the review process did not significantly affect its ability to achieve the major objectives of the review.

If this had been a conventional environmental assessment review carried out to examine a specific and well-defined project, the withdrawal of an industrial proponent would have been critical. However, the Panel was not assessing a specific project, but was reviewing generally the introduction of a new type of industrial activity into a large geographic area. The Panel had to examine a wide range of possible activities, including those that exceeded the immediate plans of declared proponents or of others that could ultimately be engaged in offshore exploration. In such a situation, the industrial proponent's participation is not critical. In fact, in this type of review, individual industrial proponents would not be in a position to provide all of the information needed to make appropriate judgements.

The Panel believes that this type of review, conducted before a new industrial activity is introduced into an area, is essential to good environmental management. Such a review should be seen as the first step in a process of environmental planning and management. However, for such reviews, it is inappropriate to identify a specific industrial proponent to carry the burden of generating the information needed for the review on behalf of the industry as a whole, or to be asked to defend a level of activity that far exceeds its current or long-term plans and intentions.

In the Panel's view, Chevron is to be commended for its willingness to continue participation. Chevron had anticipated a review that would consider only its limited exploration program. Instead it was required to serve as the sole proponent for a full-scale and long-term exploration program, and to do this even though it was only one of several interest holders in the area, and only one of two companies with an active interest in exploration.

The Panel believes that information requirements for this type of review should be provided by government, not industry. Since government is considering allowing the activity to take place, government should be considered the proponent. Industry involvement is appropriate at a later stage when specific projects have been developed and need to be assessed.

The Panel recommends that public environmental assessment reviews of broad industrial activities proposed within large geographic regions be conducted in such a manner that government, through [illegible] coordination, is enabled to prepare the environmental impact statement, and to present this information in the appropriate forum for public review.

The Panel concludes that the withdrawal of a proponent from a public environmental review leads inevitably to a loss of credibility for that process. Even more serious is the perception that government is unable to exercise control over that proponent in terms of its compliance with public policy.

The Panel recommends that a specific industry proponent not be designated for environmental assessment reviews unless the regulatory agencies have the capacity to enforce the proponent's continued participation.

INTERVENOR FUNDING

Members of the public exhibited a high level of interest in the issues being considered by the Panel, but their participation in the process was constrained by the limited resources available to them. This was particularly true in the many small, remote communities near the area of contemplated exploration. To take part effectively, participants had to review a tremendous amount of information, produce briefs containing community concerns and views, and travel to hearings. These communications and travel demands placed a great strain on the limited human and financial resources of these communities.

For this reason, and because of the importance the Panel attached to carrying out a full public review as required by its Terms of Reference, the Panel, on November 4, 1984, wrote to the federal and provincial Ministers of Environment in support of the provision of some form of intervenor funding.

Because neither government was able to respond favourably, the Panel attempted to assist the public. It provided limited travel assistance, technical specialists for advice and information and clerical assistance to help develop presentations. It also conducted community workshops to prepare residents for community and general hearings.

Some native groups, the Council of the Haida Nation, the Nisga'a Tribal Council, the Kwakiutl District Council and the Kitsumkalum Band, also received some financial assistance from the Department of Indian Affairs and Northern Development through its Resource Development Impact Program.

The Panel believes that some level and form of intervenor funding is an important and necessary element of a public review process. For the public to participate effectively in the review process, communities and organizations in the region potentially affected must be able to analyze information provided to them and to relate it to their own concerns, experience and knowledge. They must be able to identify potential impacts and suggest how they should be dealt with. They must also be able to develop and present their views in an organized and helpful fashion. Inevitably, the human and financial resources available to meet these requirements are inadequate. Some form of financial assistance is needed to fill the gap.

The Panel also believes that groups within the area of potential impact should be given priority for any financial assistance provided under a program of intervenor funding. In all cases, organizations seeking assistance should be required to demonstrate a direct, relevant interest and a financial need.

The Panel recommends that:

1. **the Governments of Canada and British Columbia develop policies on intervenor funding for formal public reviews that will enable funds to be made available to communities and organizations to participate effectively in public review processes; and**

2. **financial assistance be directed to communities and groups to help them analyze and understand existing information, to develop and articulate positions and concerns, and to organize and present their own briefs.**

> *"... we see funding for intervenors as extremely important and we see it even more extremely important when you're looking at the capital that is backing Petro Canada, and Shell, Chevron, as compared to the capital that is backing groups that may oppose offshore oil drilling ..."(Joy Thorkelson, Prince Rupert Labour Council, Prince Rupert, November 1984)*

EXTERNAL ISSUES

In many small communities, the Panel's hearings provided a rare opportunity for people to present views and concerns directly to government. Several issues raised were outside the Panel's mandate, but the Panel believes that these should be brought to the attention of government.

LAND CLAIMS

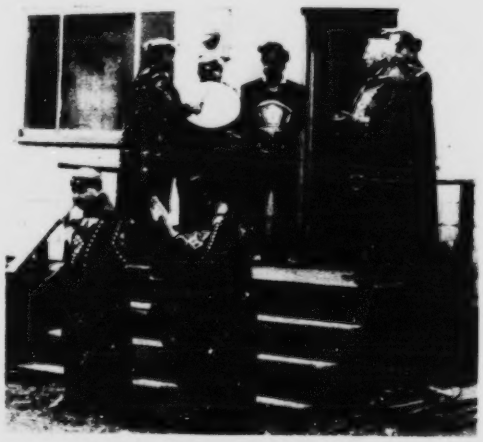
Although land claims are clearly outside the mandate of the Panel, it would be impossible to visit the native communities of the coast without encountering this issue. It dominates the political attitudes of native people throughout the region. Given the level of concern expressed sincerely, consistently and firmly throughout the public hearings, the Panel believes it must underline the importance of this issue to government.

Land claims should be understood as the drive by native peoples to formalize, through negotiation, traditional

rights and land and sea title arising from aboriginal use and occupancy. Having these rights formalized is an objective that supercedes all others within native communities visited by the Panel.

Native people believe strongly that their aboriginal title and aboriginal rights have never been surrendered, but have been eroded over time by the encroachments of non-native people. They believe that, before further erosion occurs, negotiations must take place to define and formalize traditional rights and to protect aboriginal title.

Arising from a rich and traditional society and culture, drawing from a strong sense of right and urgency, and supported by a young and increasingly sophisticated leadership, the issue of aboriginal claims will only increase in importance as will its potential for serious conflict. It will demand an ever-increasing level of attention from governments and native peoples and deserves to be given a much higher place on the public policy agenda for the region.



Fort Rupert

"... we the Tsimpsian Nation hereby assert our aboriginal rights to the land and waters and the right to the preservation, development management and to the benefits that have been and may be derived from all resources and development within our tribal territories, including air and subsurface areas." (P. Starr, Chief, Klemtu, November 1984)

ENERGY NEEDS

Many intervenors believed that the need for west coast offshore oil and gas should be established before any of the risks associated with offshore exploration are accepted. Some suggested that the Panel ought to deal with this issue and that its Terms of Reference should be expanded accordingly.

The Panel does not agree with this view. Since the Panel's Terms of Reference ask it to advise the governments on the environmental and socio-economic effects of exploration, it is reasonable to assume that the governments either accept the need for additional energy sources or intend to examine that need in some other forum. The Panel also believes that an examination of energy needs within its review would fundamentally alter the nature of that review, and hinder a full consideration of the equally important, but unrelated, environmental and socio-economic issues and concerns.

"I have a credit card in my back pocket with a Chevron sticker on it, you know. I mean we're all using fuel; if it's not for heating your home or driving your vehicle or whatever, and I'm not saying no oil drilling. I'm just saying it should be taken a lot more care and there's no reason to highball everything through when there's not a need." (Colin Skinner, Village Councillor, Alert Bay, November 1984)

PRODUCTION AND DEVELOPMENT

Participants frequently suggested that the Panel's Terms of Reference should be expanded to include a detailed assessment of development and production issues, since a decision to allow offshore exploration for oil and gas would in all likelihood lead to production if oil or gas were discovered.

While this position has much to be said for it, in practice it would be difficult to achieve. Conducting a comprehensive review of offshore exploration in the absence of site-specific proposals, places severe limitations and constraints upon the review process and requires substantial dependence on hypothetical formulations to develop an information base for the analyses. The further the activity being reviewed is pushed into the future, the more hypothetical the situations become.

The Panel would have to define and assess a hypothetical development and production activity before oil or gas had been proven to exist in commercial quantities. The type of hydrocarbons would have to be hypothesized, as would the location, depth and areal size of field, extent of reserves, method of production and transportation and other vital elements of a comprehensive review.

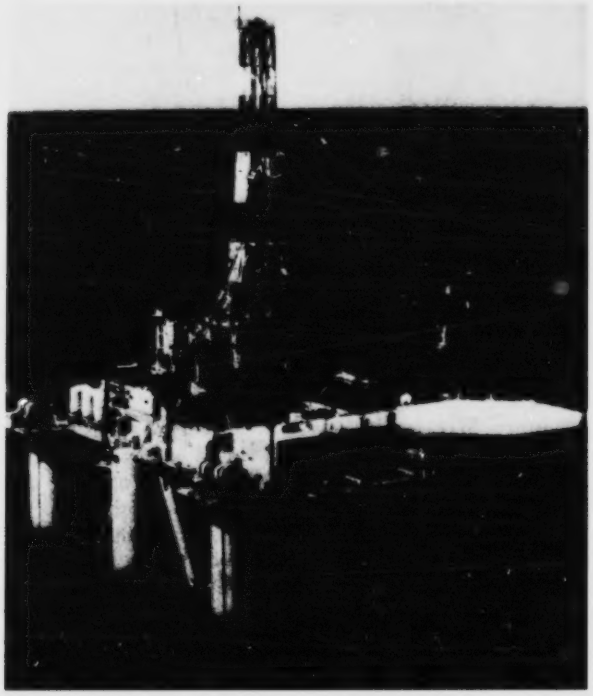
For these reasons, the Panel concluded that expanding its mandate as suggested would have been impractical. Furthermore, the Panel recognized that governments are committed to carrying out a full public review of the environmental and socio-economic effects of development and production before approving that phase of hydrocarbon activity.

The Terms of Reference did direct the Panel to identify issues that would ultimately have to be considered should production become feasible at some time in the future, which the Panel has done.

JURISDICTION

The West Coast Offshore Exploration Environmental Assessment Panel was established pursuant to the agreement of September 8, 1983 between the Government of Canada and the Government of British Columbia. This agreement expressly states that it "... is without prejudice to resource ownership and jurisdiction, to any future agreement which may be reached respecting offshore resource management, and to any future agreement which may be reached on sharing of revenues from offshore oil and gas activity ... ". In turn, when issuing Terms of Reference to the Panel, the Ministers of Environment for Canada and British Columbia stated, "The Panel shall preclude from its review questions of ... jurisdiction ...".

Throughout its review, the Panel was aware of the various claims to the area by the governments of British Columbia and Canada and those of a number of aboriginal nations. Nevertheless, the Panel conducted its review in keeping with its Terms of Reference and in the belief that the environmental and socio-economic effects associated with possible petroleum exploration off the west coast, and any terms and conditions required to offset or control these, would be the same regardless of jurisdiction.



Semi-submersible drilling unit

2. OFFSHORE OIL AND GAS EXPLORATION

PROPOSAL

Chevron Canada Resources Limited and Petro-Canada Inc. both hold rights to exploration licences in the offshore areas of the northern mainland and Queen Charlotte Islands regions. Both companies have recently proposed to explore for hydrocarbons in that area.

The Petro-Canada program is uncertain at present due to the company's position as stated at the time it withdrew from the environmental review process. That withdrawal is discussed in Section 1.

Chevron seeks approval to explore for oil and gas in Hecate Strait and Queen Charlotte Sound. It proposes to conduct 5,200 km of seismic surveys, followed by drilling two exploratory wells. At least two summers of seismic surveys could occur before drilling and seismic survey operations might continue into later stages. Approximately 130 days would be required to drill the wells. Subsequent exploration proposals would depend upon encouraging results from this initial program.

Petro-Canada holds exploration rights in Dixon Entrance. Petro-Canada also holds similar rights on scattered blocks on the boundaries of the Chevron area and on the Pacific Ocean side of the northern end of the Queen Charlottes Islands.

HISTORY

A team led by Richfield Oil Corporation conducted the first oil and gas exploratory activity in the review area in 1958. They tested the Queen Charlotte geological basin to the base of the Tertiary by drilling five onshore wells on Graham Island in the Queen Charlotte Islands. This drilling program was followed by marine seismic surveys in Hecate Strait. In 1960, seismic surveys were conducted onshore, followed by the drilling of a sixth well in 1961. Thick Tertiary sediments with underlying volcanics were found, but there were no encouraging indications of the presence of hydrocarbons.

In 1961, Shell Canada Limited began acquiring exploration permits for offshore areas in Hecate Strait, Queen Charlotte Sound and on the continental shelf off the western coast of Vancouver Island. By 1968, its holdings totalled 4.9 million hectares, with about 3.5 million hectares situated in Hecate Strait and Queen Charlotte Sound. Between 1963 and 1967, Shell conducted geological mapping and offshore seismic surveys, and between 1967 and May 1969, drilled 14 wells on a year-round basis on these permits. Eight of these were in the Hecate Strait - Queen Charlotte Sound area. These wells provided a considerably enhanced understanding of the geology of the Queen Charlotte Tertiary basin, most of the wells having penetrated the full Quaternary and late and early Tertiary sections. Minor shows of oil and gas were encountered in late Tertiary sediments in four of the eight wells.

In 1970, Shell entered into a farm-out agreement with Chevron Canada Resources Limited whereby Chevron would earn an interest in the Shell offshore area by conducting seismic surveys and by drilling two deep exploratory wells.

WEST COAST MORATORIUM

In 1972, the federal government imposed a moratorium to prevent crude oil tankers travelling through the Dixon Entrance, Hecate Strait and Queen Charlotte Sound enroute from the Trans-Alaska pipeline terminal at Valdez, Alaska. Subsequently, a federal Order-in-Council indefinitely relieved existing offshore exploration permit holders from their obligations to conduct exploratory drilling in these waters and prohibited any further drilling.

In 1981, the Province of British Columbia reinforced the moratorium when it declared an Inland Marine Zone. At the same time, an indefinite moratorium was placed on offshore exploration in Johnstone Strait south of Telegraph Cove, and in the Straits of Georgia and Juan de Fuca. As of February 1986, all of these respective moratoria are still in effect.

> *"I think as long as the moratorium is in place it gives us the protection, it gives us the power, I suppose, to insist from the oil companies that they do their homework, that they do it specifically in regards to the ocean currents of the Pacific, the tidal currents, the prevailing winds, the migration routes of the salmon because even in that area, although the resource, the salmon resource has been managed for many, many years, there is precious little known by the fisheries about the exact timing and the migration routes and patterns of the salmon, or among the other species, which are ever less visible, the shellfish, and the bottom fish." (Cecil Reid, Bella Bella Band Council, Waglisla, Sept. 1985)*

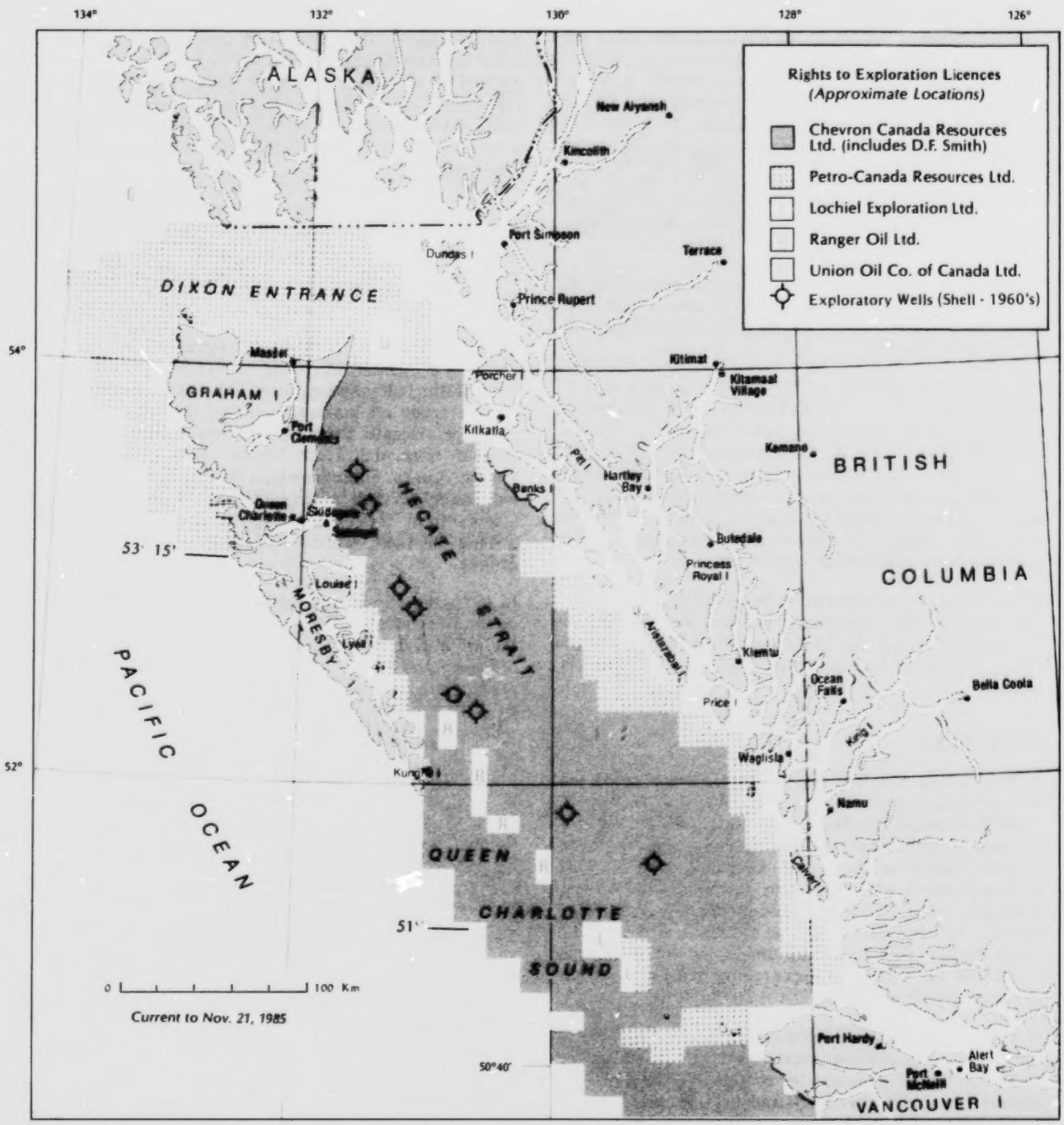


Figure 2: Areas Showing Rights to Exploration Licences

Since the mid-seventies, oil tankers have travelled off the British Columbia coast to and from Valdez, Alaska. Various measures have been adopted to reduce the risks of tanker traffic accidents in this region. These include distance-to-shore restrictions and an improved vessel management control system in the Strait of Juan de Fuca. It is the Panel's understanding that any adjustment to the moratorium on oil and gas exploration in the region would not affect or alter the existing restrictions on oil tanker traffic off the west coast.

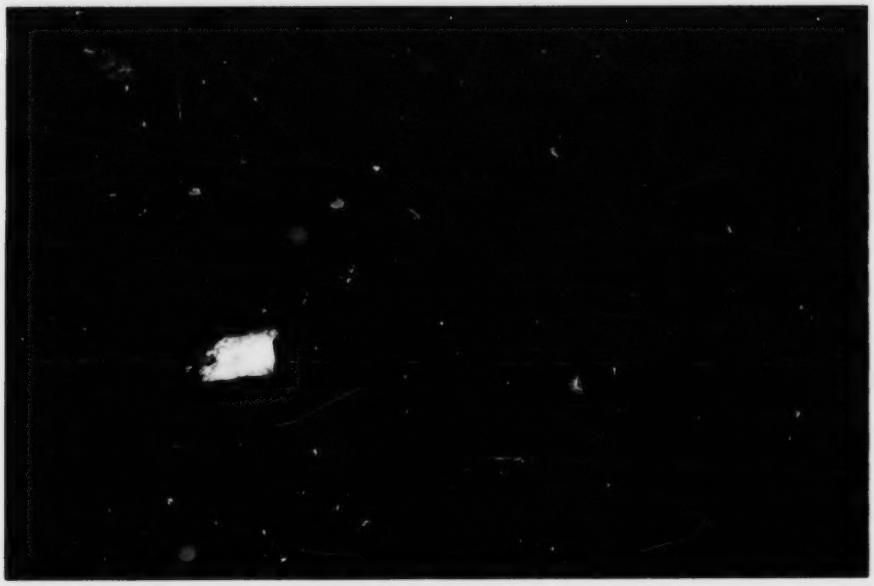
THE FUTURE

Both Chevron and Petro-Canada have proposed only limited exploration programs for the present. If either proponent were to receive substantial encouragement from these programs, additional proposals for further seismic surveying and exploratory or delineation drilling would be forthcoming. Eventually, if the presence of a commercial oil accumulation were confirmed, proposals would be made to install fixed platforms, to undertake a development drilling program, and to transport oil and gas from these permanent platforms.

Chevron indicated that initial encouragement would extend its program through a third well. If the third well resulted in a discovery, after a period of evaluation, a four-well delineation program would begin. During early stages of this drilling, a detailed seismic survey would be conducted over the structure to broadly determine the area of the field and to select appropriate delineation and development drilling locations. The total delineation program would require one drilling rig on a continuous basis for approximately two-and-a-half years. Studies of probable production facilities would begin during the fifth year if the discovery were considered to be commercial. The time span between initial exploration and first production would be in the order of 10 to 15 years, even if early results were favourable.

The information provided by regulatory agencies concerning the time sequence of events associated with the development of petroleum resources in other areas confirms this scenario.

> *"I have no information concerning, no accurate information concerning plans of any other companies interested in this area. But, I think I should say that our experience elsewhere has been that when one company becomes interested, others seem to follow." (Bob Hornal, COGLA, Port Hardy, Sept. 1985)*



East side Skedans Island

3. REGIONAL SETTING

This section outlines the overall physical, biological, human and administrative setting in which the renewal of offshore hydrocarbon exploration would occur.

PHYSICAL ENVIRONMENT

SEAS

The waters where exploration is proposed lie mainly between the mainland and the Queen Charlotte Islands, and north of Vancouver Island to the Alaskan Panhandle. Also included are some coastal waters immediately west of the northern Queen Charlotte Islands.

Dixon Entrance, between the Alaska Panhandle and Graham Island, is an east-west trough about 70 km wide. Its depth ranges from 200 m in the east to about 400 m in the west, except for Learmonth Bank which rises to within 35 m of the sea surface where Dixon Entrance meets the Pacific Ocean.

Hecate Strait, between the Queen Charlotte Islands and the mainland, is 55 km wide in the north increasing to about 120 km off Cape St. James in the south. It is relatively shallow, having a submarine valley about 220 km long that hugs the mainland with a depth of 50 m in the north, increasing to 300 m in the south. The northwest side of the Strait next to Graham Island has a broad shoal of sands and gravels less than 100 m deep.

Queen Charlotte Sound, further to the south, is situated in the 170 km gap between Cape St. James at the southern tip of Moresby Island of the Queen Charlotte Islands and the Scott Islands off northern Vancouver Island. The submarine valley of eastern Hecate Strait extends southwestward through Queen Charlotte Sound as a broad trough and deepens to 400 m in the west. Further south are two more broad troughs that cut across the Sound with depths to 400 m.

Three major banks separate these troughs. Middle Bank is the deepest at 115 m and is situated mid Sound, east of Cape St. James. Goose Bank is the shallowest, is 31 m deep at its eastern edge, and is centred in the Sound. It is actively eroding with its sands being washed both north and south by bottom currents. Cook Bank, in the south, contains the Scott Islands at its southern edge and is a broad 70 m deep bank extending northwestward of Vancouver Island.

Off the west coast of Graham Island, the 200 m depth contour is about 30 km offshore. Further to the south, off Moresby Island's west coast, this distance shrinks to less than 5 km. Here, the depth plunges to over 2,500 m less than 30 km from the shore.

SHORES

The coasts in the region have different wave exposures, sediment types, backshores and geomorphological character. The outer coasts of the Queen Charlotte Islands have an extreme wave exposure, scarce sediments with few beaches, steep backshores, and resistant volcanic rocks. In contrast, the northern and east shores of Graham Island have abundant unconsolidated sediments which are being redistributed by waves and currents into a spit with wide sand and gravel beaches.

The southeastern coasts of the Queen Charlotte Islands and the mainland have wave exposures varying from very low in protected bays and channels to extremely high where they are exposed to Pacific Ocean swells. Backshores vary from resistant igneous rocks to coastal lowlands backed by mountains, occasional pebble and cobble beaches, and uplands cut by fjords, some with fjord-head deltas.

Where there are high energy waves, coupled with the high tidal ranges, often in excess of 7 m, all but the coarsest of coastal materials are moved into deep water or redistributed.

CLIMATE

The north coast of British Columbia has a temperate climate due to a prevailing onshore flow of marine air. The temperature of this air is regulated by the ocean with cool marine air from the northwest covering the coast in summer and warmer air moving onshore from the southwest in winter. Prevailing winds in the northeast Pacific depend on the location and intensity of two semi-permanent atmospheric pressure systems. The Aleutian Low, centred in the Gulf of Alaska, is dominant in winter, producing strong south-to-southeasterly winds along the coast. In summer, the North Pacific High predominates, producing north-to-northwesterly winds along the coast. These prevailing winds are interrupted for days or weeks by westward migrating high and low pressure systems which can produce intense storms.

Over the region's waters, mean daily temperatures in January are about 3°C, and about 12°C in July. However, there can be more than 20 days with frost in winter, with cold periods resulting from invasions of arctic air and Squamish winds through coastal inlets. Any vessel near a mainland inlet may experience superstructure icing from sea spray.

Annual rainfall in the region is about 1,550 mm (61 in), and snowfall adds about 50 mm (2 in). It is wettest during October, November and December. The region is subjected to overcast skies more than one-half the time over the entire year, often affecting visibility and flying

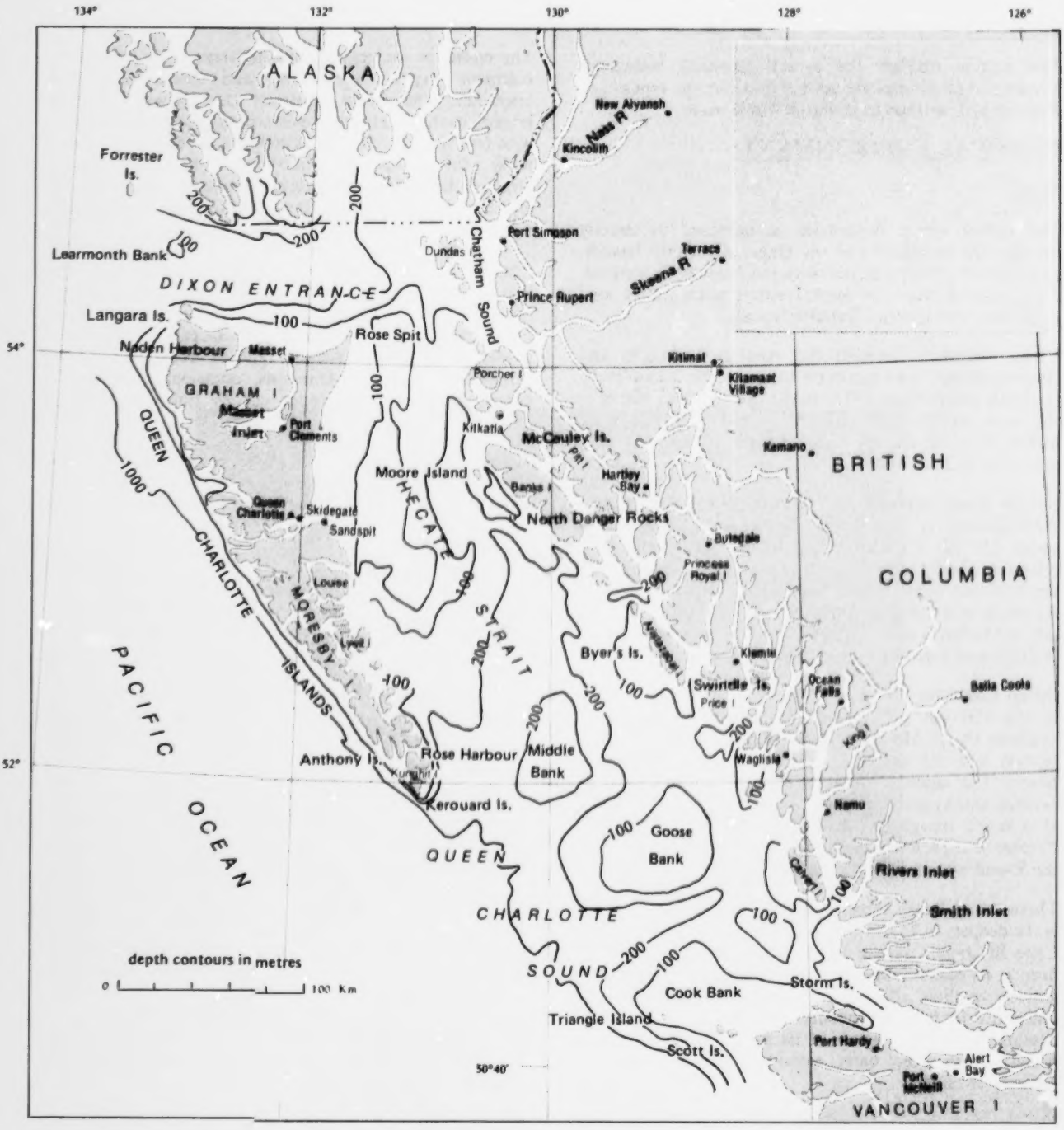


Figure 3: Bio-Physical Environment of the North Coast Area

conditions. Although common year round, fog is most prevalent in summer.

WINDS AND WAVES

The Queen Charlotte Islands lie in one of the windiest regions of Canada and severe winds are more common than in other areas; winds to 200 km/hr were estimated at Cape St. James in January 1951. Winds from major weather systems are modified by mountainous terrain and, within 50 km of coasts, tend to blow parallel to the shore. Strongest winds occur in December through February and weakest in July and August. Late September to early October is when abrupt increases occur in mean wind speeds. Strong winds occasionally blow in summer as well.

In Hecate Strait, the prevailing winds in winter are from the southeast, averaging 50 km/hr (27 knots) in January. In summer, prevailing winds are from the northwest and average 30 km/hr (16 knots) during July.

Prevailing wind patterns are modified by other factors. Strong winds flow out through inlets toward the sea when there is a high pressure system over the central or northern interior. These outflow or "Squamish" winds often reach gale force. Another modification, occurring mainly in summer, is caused by diurnal sea breezes set up by the daily heating and cooling of land masses near the sea.

Winds provide the energy for generating waves and swells. Both are highest in fall and winter when the strength, duration and fetch of winds are greater in comparison with summer conditions. Depending on the extent of sheltering by land masses and the direction of the swell, wave heights in Queen Charlotte Sound are generally less than in the Pacific Ocean. Also, average wave heights are less in Dixon Entrance than in Queen Charlotte Sound but higher than in Hecate Strait. Variations within these waterways depend on distance from the open ocean and on wind directions. Queen Charlotte Sound and the southern end of Hecate Strait are especially vulnerable to deep-sea waves and swell from the southwest.

Another effect of importance is the refraction and breaking of swell in gradually shoaling waters such as over the shallow banks in Queen Charlotte Sound and over Learmonth Bank in Dixon Entrance. Waves begin to steepen and amplify when they enter shallow water or face opposing currents. In addition, the period of such amplified waves can be shortened when they move against ebb currents.

A characteristic of the west coast is the suddenness with which extreme autumn wave conditions can arise. The Shell drill rig SEDCO 135F, situated in 137 m of water in Queen Charlotte Sound, was hit by a series of storms and heavy seas 9 to 15 m high for 16 days beginning in mid October 1968. On October 23, waves exceeding 20 m high occurred with a wave 30 m high being observed. The most dangerous aspect of the storm was not the maximum wave height but the rapidity with which wave heights increased. Within eight hours, the wave height had increased from 3 m to over 20 m. The more recent, serious storm on October 11 and 12, 1984, in which a number of fishermen lost their lives, has reinforced awareness of this hazard and the need for upgrading the prediction of storms.

> *". . . we are in a region where severe storms can develop rather rapidly, where wave heights can become very significant within relatively short periods of time, and where wind speeds can be excessive." (Pat Haines, Chevron, Port Hardy, Sept. 1985)*

> *". . . our waters rank with, or even exceed the worst in the world, including the Cape of Good Hope. Our waters are so dangerous, I am told, because combinations of factors arising from high winds, strong tides, shallow depths and giant waves can readily combine to produce extremely hazardous and freak conditions." (Jack Miller, Port Clements, November 1984)*

TIDES AND CURRENTS

Local sea level changes, caused by tides, occur roughly twice per day and generate tidal currents that move vast volumes of water. The mean tidal range is about 3 m at the seaward side of Queen Charlotte Sound. It increases to 4.8 m midway up Hecate Strait, further increasing to 5.0 m at Prince Rupert. From Prince Rupert to the seaward exit of Dixon Entrance, it decreases to 3.5 m. Tidal ranges over 7 m are found near Prince Rupert and within Skidegate Channel that separates Graham and Moresby Islands.

Currents are the sum of tidal currents and non-tidal currents, both of which contribute to the circulation of the region's waters. The non-tidal circulation is mainly a result of coastal winds and runoff from the land.

The tidal currents, themselves, are a combination of mainly diurnal and semi-diurnal components, but variations occur over periods of a fortnight, a month and a season. Where currents are confined by the topography of a channel, tidal currents ebb and flood aligned with the channel. However, where they have more sea-room, the tidal currents rotate over time. Where semi-diurnal tides dominate, as in the exploration region, a boat with a bow anchor would turn through a complete circle in one-half day. Tidal current speeds are generally in the range of 25 to 50 cm/sec (0.5 to 1 knot). Especially strong tidal currents occur in restricted waterways. Tidal current speeds off Cape St. James normally exceed 50 cm/sec (1 knot). Tidal streams in Hecate Strait show little rotation due to its valley-like shape and ebb and flood with rates up to 50 cm/sec (1 knot).

In Dixon Entrance, flood streams are stronger on the southern side and ebb streams stronger on the northern side. This creates a counter clockwise vortex or gyre in the centre of Dixon Entrance north of Rose Spit on northeast Graham Island. At the shore, tidal currents at the periphery of this vortex reach speeds between 50 and 100 cm/sec (1 to 2 knots). Local residents claim that these tidal currents can be in excess of 100 cm/sec.

Throughout the main waterways of the region, near-bottom tidal currents are weaker than at the surface, with speeds ranging between 15 to 25 cm/sec (0.3 to 0.5 knot).

Winds greatly influence current patterns. For example, with north to northwest prevailing winds, surface waters are driven southerly and southeasterly, parallel to the coast, at a few percent of the wind speed. A reversal will occur with south to southeast prevailing winds. These changes, superimposed on tidal fluctuations, will occur simultaneously over distances of hundreds of kilometres.

Runoff also affects current patterns, particularly during early summer following snow melt in the mountains. For example, brackish water, mainly from Nass and Skeena River runoff, hugs the northern side of Dixon Entrance as it flows westward at the surface; a compensating eastward flow of salt water tends to move along its southern side. The seaward motion of fresh water and its mixing with salt water also results in a landward underflow of salt water to compensate for the salt water lost in mixing. Runoff effects essentially disappear during November through February when runoff is minimal.

While wind and runoff are clearly important in generating currents, the response of the ocean to wind forcing can vary considerably throughout the north coast area. This response will depend on such local conditions as bathymetric features and proximity to fresh water runoff. Computations of the non-tidal component of near surface currents, that are derived as a fixed percentage of the local wind speed, provide only a rough guide to the actual current that could be encountered.

The surface waters of the region are often dominated by intermittent wind-generated inertial currents. These currents rotate clockwise (looking downward) and trace out a roughly circular path in 15½ hours (at latitude 51°N). They are often generated by the rapid passage of southeasterly frontal winds that accompany extra-tropical storms as they cross the north coast. Inertial currents may exceed 50 cm/sec (1 knot), and are mainly confined to the upper 50 m. They tend to persist for about 2½ days following the rapid passage of a storm but will decay more rapidly in shallow water where frictional effects occur. The interval between successive storms in the northeast Pacific in winter is about 2½ days, which suggests that extended periods of intense inertial oscillations will exist in the region from late autumn to early spring.

Surface currents are so complex that, while clearly more studies are required, it should not be assumed that a simple pattern will emerge that will significantly enhance predictive ability.

EARTHQUAKES

Earthquakes are common in the offshore and coastal regions of British Columbia. The region is one of the most active seismic areas of Canada. In 1949 the largest earthquake recorded in Canada occurred west of the Queen Charlotte Islands with a magnitude of 8.1 on the Richter scale. This earthquake occurred along an active major crustal plate fault, the Queen Charlotte Fault, which lies at the shelf-break just west of the Queen Charlotte Islands. Two other major earthquakes, both of magnitude 7.0, occurred in 1929 and in 1970 and are thought to have originated in this fault. Numerous lesser earthquakes have occurred in the complex fault system seaward of Queen Charlotte Sound. Several other more minor faults have been identified cutting through Moresby and Graham Islands, but their seaward extension into Queen Charlotte Sound and Dixon Entrance is uncertain.

Tsunamis, commonly although incorrectly called "tidal waves", are usually generated by subsea earthquakes. These are seismic sea waves with a wave length in the deep sea of several hundred kilometres but an amplitude of usually less than 1 metre. As they approach shallow or constricted waters, the wave length shortens and the wave amplitude increases. This effect is accentuated in shallow bays or estuaries where wave amplitudes reach tens of metres and destruction ensues. Offshore, ships or drilling platforms would seldom notice the passage of such a wave.

Other hazards associated with earthquakes are the possibility of drilling in a major active fault zone, and the creation of bottom sediment slumps and turbidity flows.

The latter occur when sediments on a slope are disturbed and flow in a high speed slurry on the seabottom. Such flows from the Grand Banks earthquake in 1929 severed submarine cables on the sea floor.

BIOLOGICAL ENVIRONMENT

ECOSYSTEMS

There are two major marine ecosystems in the region : the nearshore and the continental shelf. Nearshore ecosystems occur near rocky shores, on mud flats, in estuaries and in shallow bays. Sunlight penetrates throughout nearshore ecosystems and nutrients flowing through them from the sea are supplemented by those from the land. In shallow bays, estuaries and mudflats, nutrients regenerated from decaying organic matter are important to productivity. Water movement distributes some of the nearshore production into deeper water in the form of drifting detritus and rafts of seaweed, which contributes to pelagic and benthic foodwebs. In turn, the larvae and juveniles of fish such as salmon and herring depend on this production for survival.

Continental shelf ecosystems exist where deeper water prevents sufficient light from penetrating far enough for plants to grow on the seabottom but where the water is shallow enough so that production in the surface waters is directly accessible to the benthic community. The animals in benthic and pelagic communities interact directly. For example, sandlance migrate to shallow waters diurnally to feed on plankton, thereby transferring organic matter to the benthic community. Such shelf seas are also shallow enough so that currents and winds can mix the waters to make nutrients available to all parts of the foodweb.

In contrast to the nearshore ecosystems where seaweeds and seagrasses are primary producers, phytoplankton are the primary producers in continental shelf ecosystems. The growing season for phytoplankton in Queen Charlotte Sound and Hecate Strait is from April or May through to October. There is a spring bloom which falls off in summer, and then increases again in the fall. In summer, lower productivity results from depleted nutrients in stratified water. There is some evidence that mixing at oceanographic fronts creates enhanced productivity of phytoplankton, however, identification of such areas in the exploration region has yet to take place.

Both nearshore and continental shelf ecosystems have grazers and scavengers. Grazers such as zooplankton, snails, clams, chitons and urchins consume phytoplankton and seaweeds. Grazers, in turn, are eaten by starfish, predacious snails, salmon, herring, petrels, ancient murrelets and gray whales. Some of these are eaten by halibut, ling cod, cormorants, eagles, falcons, seals, dolphins and killer whales.

Scavengers exist on the remains and excretions of other organisms. Typical of these are bacteria, sea cucumbers, anemones and shore crabs.

FISH

Shellfish and other invertebrates in the area include Dungeness crabs, razor clams, littleneck clams, butter clams, geoducks, weathervane scallops, mussels, abalone, octopus, squid and red sea urchins.

Finfish are a significant renewable marine resource in the region. Of these, the five species of Pacific salmon — chum, coho, chinook, pink and sockeye — are the most important. About 650 rivers and streams in the region are used for spawning and by juveniles. Large runs of salmon occur in the Bella Coola River, Skeena River, Nass River, Smith Inlet, Rivers Inlet and elsewhere. Also, salmon stocks from Alaska, Washington, Oregon and California migrate through the region's waters to and from the Gulf of Alaska and the north Pacific. Immature salmon may spend several months feeding in estuaries while gradually becoming adjusted to salt water before moving offshore. More than 1 billion fry are believed to migrate up the coast. Information on the timing and paths of juvenile migrations is uncertain, but it is suspected that most migrate close to the shore within the upper 10 m of the water column.

Adult Pacific herring migrate to their spawning grounds, mostly during March and April, and they spawn in inshore protected waters. Eggs are deposited on kelp, red algae, eelgrass and rockweed where they hatch after 10 to 20 days. After hatching, larvae congregate in large masses near the spawning grounds. Adult herring are an important food for salmon, groundfish, some seabirds and marine mammals.

Groundfish are bottom dwelling fish that inhabit deeper offshore waters as adults and include species within the flatfish, rockfish, greenling, sablefish, cod, skate and dogfish families. Although most are demersal for a large proportion of their adult lives, all groundfish have pelagic larval stages and many produce pelagic eggs.

Species of flatfish within the region are Pacific halibut, dover sole, rock sole, turbot and petrale sole. Most soles and flounders spawn in winter and early spring; generally, most eggs are pelagic, some floating below the surface. All their larvae are pelagic.

Thirty-three species of rockfish occur in the region. Eight species of greenling and two of sablefish are known in these waters. Ocean perch, rockfish, ling cod and sablefish are the most numerous groundfish in Queen Charlotte Sound. All four species of true cods occur in the region. Cod spawn in winter and spring, most producing pelagic eggs.

Also of importance within the region is the eulichan. The total spawning stock in the Nass River alone is estimated to be 1,000 tonnes. Eulichon larvae, juveniles and adults appear to have a wide ocean distribution and are likely to be abundant in Hecate Strait and Dixon Entrance. Information on this species is sparse.

The eggs and larvae of various fish species are vital and vulnerable stages in the life history of some fish but little is known about them. A recent, limited study indicates that their abundance varies within the region and with the time of year. It also indicates that sandlance larvae are predominant and thus are likely to be of major importance to pelagic foodwebs. They are known to be a main diet item for some seabirds, both as larvae and adults.

BIRDS

Millions of breeding, migrating and marine birds use the waters off the north coast of British Columbia. Most common are the true seabirds: albatrosses, shearwaters, fulmars, storm petrels, cormorants, gulls and alcids. Shorebirds are also numerous. At times, other birds such as loons, grebes, swans, ducks and geese often outnumber seabirds in some coastal areas, particularly outside the breeding season.

The birds of the coast feed at all levels of the foodweb. Canada geese, brant and dabbling ducks feed on vegetation; some grebes, some diving ducks, some alcids and shearwaters feed on crustaceans, euphausids and amphipods; black turnstones, oystercatchers, surfbirds and other shorebirds eat intertidal invertebrates. Diving ducks eat molluscs, especially mussels and some herring roe and marine vegetation; shearwaters eat cephalopods; loons, grebes, cormorants, mergansers, some alcids and gulls eat fish, including herring and sandlance.

By far the greatest proportion of colonial breeding seabirds on the west coast are alcids, including guillemots, murres, puffins, auklets and murrelets. They live almost exclusively at sea and come ashore only long enough to breed and launch their chicks into the sea. They require only small territories for their nests or burrows and most breed in high density colonies, located on exposed, isolated islands or points on or near the Queen Charlotte Islands, Vancouver Island or the mainland. The marbled murrelet is an exception. It nests in coastal forests and in rocky screes are believed to be scattered along the length of the entire coast.

Major seabird colonies in the area are:

—Triangle Island in the Scott Islands has the largest number of breeding seabirds on Canada's west coast, approximately three-quarters of a million. This includes about 360,000 pairs of breeding Cassin's auklets, representing 40 percent of the world's breeding population. There are also large colonies of rhinoceros auklet and tufted puffin, the latter being the largest colony on Canada's west coast.

—On the east coast of Moresby Island are a series of nesting areas for storm petrels, Cassin's auklets and ancient murrelets. At the present time, a large colony of ancient murrelets is located on Lyell Island.

—On Moresby Island, Cassin's auklets nest at Kerouard and Anthony Islands. Engelfield Bay has an important storm petrel colony.

—Along the west coast of Graham Island are major nesting sites for Cassin's auklets, ancient murrelets and storm petrels.

—In Queen Charlotte Strait, large colonies of rhinoceros auklet occur on Storm Island and Pine Island. As well, storm petrels nest on Tree Island and in the Buckle Group.

—Off the northern mainland coast, Lucy Island in Chatham Sound has a large colony of rhinoceros auklets; Moore Island has a large colony of Leach's storm petrels; and Byer's Island has a large colony of ancient murrelets.

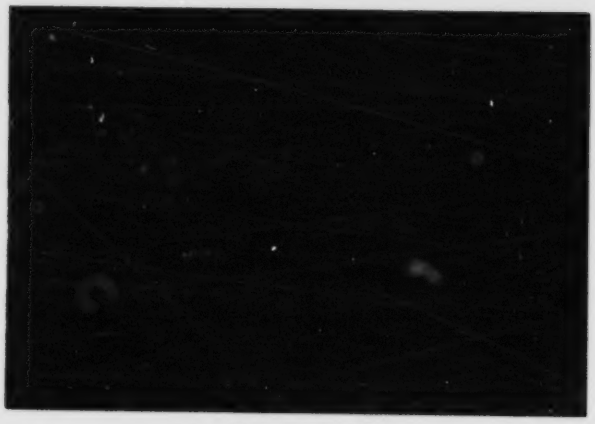
—The Forrester Island group in the Alaskan waters of northern Dixon Entrance has large colonies of storm petrel, murrelet, auklet and puffin totalling more than one-half million breeding pairs of birds.

In addition to colonial breeding seabirds, migrants and overwintering birds use the marine waters of the region. Over a million birds heading for northern Canada and Alaska use the coastal waters in the spring and on return in the fall. Shearwaters are southern hemisphere migrants that occur in spectacular numbers primarily from April through October. Other common migrants are: arctic loons, phalaropes, geese, swans, ducks and gulls. Most migrants concentrate in protected estuaries and bays and use particular offshore feeding areas from November to April.

Shore-associated species such as oystercatchers, bald eagles, peregrine falcons, great blue herons, kingfishers and northwestern crows are, for the most part, permanent residents, although specific populations may be migratory.

Existing information provides a general picture of seabird use of the region. However, much is still unknown and scientific confirmation of this "general picture" proceeds slowly. For example, an accurate population census of the major colonies is far from complete. The colonies of the mainland coast are poorly known as is the feeding ecology of offshore seabirds.

Pigeon Guillemot



Canada Geese at Masset

Common Murre

MAMMALS

There are 29 species of marine and marine associated mammals in the region that use offshore and nearshore waters and shorelines. Only seven or eight of the 29 species are commonly seen. These include whales, porpoises, dolphins, seals, sea lions, otter and mink. The number of seals and sea lions are relatively well known because they haulout on land. The numbers of other species are less known with the exception of gray whales, which are now the most numerous of the large whales frequenting the region. About 12,000 migrate northward every spring, mostly during April and May, and then return southward mostly during November and December. They normally travel two to four kilometres offshore in Hecate Strait and in Dixon Entrance. Unlike most other baleen whales, they are bottom feeders and sift benthic organisms from mouthfuls of sediment close to shore. Most do not feed in British Columbia waters, but some are thought to terminate their northward migration in the region and are often seen in Hecate Strait in summer.

Commercial whaling ceased off Canada's west coast in 1967, however, at Rose Harbour between 1926 and 1943, 2,000 whales were processed including sperm, blue, fin, sei and humpback whales. Today, other than gray whales, minke whales are the most commonly seen. Other cetacea commonly seen are Pacific striped dolphins, Dall porpoises, harbour porpoises and killer whales.

Fur Seal Haulout

Stellar sea lions and Pacific harbour seals are common coastal residents in the region. Harbour seals breed over their entire range. Pups are born in May and June, mainly in the Skeena River estuary. Steller sea lions breed only at three rookeries: one on the Scott Islands off the northern tip of Vancouver Island; one on Kerouard Island at the southern tip of the Queen Charlotte Islands; and another on North Danger Rocks west of Banks Island in Hecate Strait. The young are born during the summer. After breeding, the bulls disperse to favoured haulouts along the west coast of Vancouver Island, the Queen Charlotte Islands and the nearby mainland.

Most northern fur seals (about 1,650,000 animals) migrate well offshore, northward in late March to mid-May and southward beginning in December. Yearlings, appearing in December, winter in Hecate Strait, Queen Charlotte Sound and in various inside channels along with small numbers of two to three year old males.

River otters, adapted to salt water on the west coast, are scattered throughout all coastlines in the region. Mink, though not present in the Queen Charlotte Islands, are generally scattered along all shorelines of the west coast. They feed mostly on marine organisms, especially crabs.

Other common land mammals frequenting the shores are deer and the Queen Charlotte Island black bear.

COMMERCIAL AND SPORT FISHERIES

COMMERCIAL FISHERY

The commercial fishery in British Columbia provides employment, income and a way of life for many British Columbians. Approximately 17,500 fishermen and 6,000 associated shoreworkers are employed directly with an equal number of persons employed in jobs servicing and supplying the industry. Salmon is the most important fishery representing 60% of the landed volume. Also important and making up the balance are herring, halibut, groundfish and shellfish. Commercial harvests in some years have resulted in wholesale values of up to $500 million and growth in this value is anticipated with rapidly developing mariculture and salmon enhancement projects.

Hecate Strait, Queen Charlotte Sound and Dixon Entrance are extremely important to the commercial fishery and can account for over 50% of the landed value of all fishery products. In addition, these areas are a migration corridor for great numbers of juvenile and adult salmon migrating to or from Washington State, Oregon State, southern British Columbia, northern British Columbia and Alaska. Hundreds of millions of Canadian juvenile salmon, and possibly even more American salmon, migrate through this area.

"With the coming of the Europeans, fishing expanded into commercial fisheries, and now we have commercial fisheries, sports fisheries, native food fishery, and not only is it important to the culture of the native people, the livelihood of the native people, but the livelihood of the fishing industry and the economy of British Columbia." (Anja Streich, Waglisla, November 1984)

Salmon

Five species of Pacific Salmon are harvested in the study area and quantities in any year vary depending on their life-cycle of two to six years, and survival rates in fresh and salt water. There are approximately 650 significant salmon streams adjacent to the study area. Most rivers support more than one species and some rivers support all species of salmon.

Salmon are caught by seine net, gillnet or troll. Seine and gillnet fishing takes place along inside passages and in inlets and estuaries close to spawning rivers. Salmon trolling takes place mostly offshore and along the continental shelf and banks. Salmon fishing normally commences in April and extends into November. Peak periods occur in mid-summer.

Salmon processing involves either canning, freezing or curing and is highly labour intensive. Ninety percent of salmon are processed at either Prince Rupert or Vancouver, with the balance processed at Masset, Port Simpson, Bella Bella, Port Hardy and Victoria.

"Salmon is B.C.'s most important fisheries resource, and it represents approximately 60 per cent of total landed value and 64 per cent of total wholesale value of all B.C. fish production. The preliminary figures for 1985, the landed values are estimated to be somewhere between $190 to $200 million, with the wholesale value of salmon alone exceeding $350 million. Some of the wholesale values of the other species, for example roe herring, average approximately $100 million annually. For halibut, $11 million annually. For groundfish species, and there are many species of groundfish harvested, $47 million... ." (M. Burgess, Fisheries Council of B.C., Victoria, October 1985)

Herring

Herring have always been an important part of the commercial fishery and on occasion their landed value has exceeded that of salmon. Before 1965, herring was used mainly for the manufacture of fish meal and oil; catches during this period averaged 165,000 tonnes per year. Due to several poor year classes and possibly overfishing, the fishery was closed in the mid-1960's to allow for the rebuilding of stocks.

The stocks recovered dramatically after a few short years and a small roe fishery was permitted in 1969. Because of its high economic value, this fishery quickly expanded and peaked in 1979 at more than $200 million. In recent years the resource has again become weak, and stringent conservation methods have again become necessary.

Roe herring are caught by both gillnet and seine and are harvested close to their spawning time and spawning location in order to ensure the highest possible roe recovery. A small portion of the catch is caught by seine and impounded to provide a "Roe on Kelp" product.

The majority of herring caught within the study area are processed in Prince Rupert and the operation is labour intensive.

Halibut

Pacific halibut have the highest economic value of the groundfish species. They are caught using a longliner hook and line primarily in Hecate Strait and Dixon Entrance. The fishery normally takes place in short periods from May to August.

Due to overfishing and poor survival of certain year classes, halibut stocks declined seriously during the 1960's, and strict conservation measures had to be adopted. Recently, stocks have been rebuilding and quotas for the fishery are being increased.

Because of their transboundary migrations, halibut are managed by the joint United States and Canadian International Pacific Halibut Commission.

Groundfish

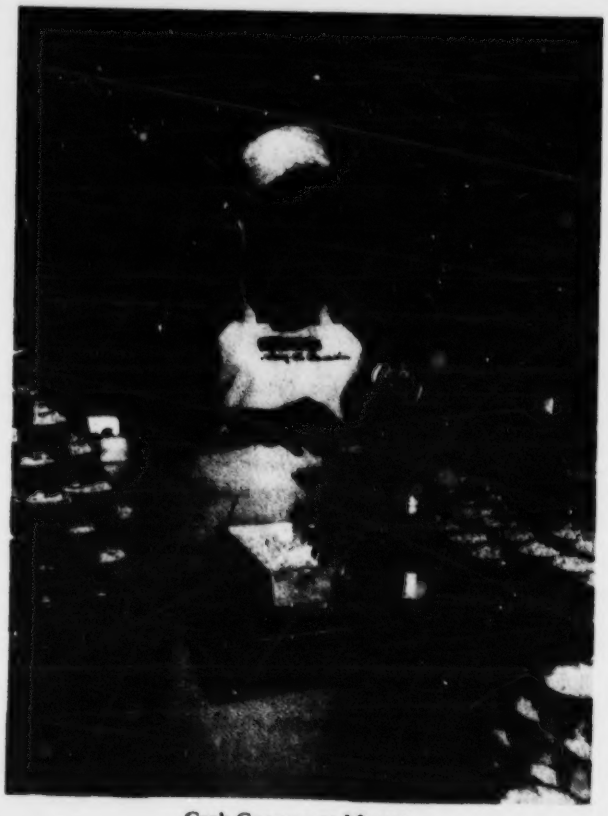
Cod, perch, sole, flounder, pollock and other groundfish abound in the study area and are caught by either bottom or mid-water trawl. Fishing takes place primarily offshore. The fish are landed in both Prince Rupert and Vancouver. Normally the fishery takes place during all months of the year.

Shellfish

Shellfish such as prawns and crabs are caught in traps, shrimp are trawled, abalone and geoducks are harvested by divers and clams are dug by hand or machine at low water.

SPORT FISHING

Sport fishing in British Columbia is an important recreational activity for over 300,000 residents and visitors, and a substantial economic resource. Economic activity generated by the recreational fisheries include boat gear and moorage purchases and rentals, tourist facilities and guiding services. Angler-owned pleasure boats alone were estimated to be worth $837 million in 1980. Spending related to marine sport fishing is presently estimated to exceed $100 million annually. As in the commercial fishery, salmon is by far the most important species, but others such as cod and shellfish have value. While most of the sport fishery in British Columbia occurs in the Strait of Georgia and the Strait of Juan de Fuca, a moderate



Crab Cannery at Masset

Sport Fishing at Rivers Inlet

amount, about 10%, occurs in the study area. This area also holds the greatest opportunity for growth.

MARICULTURE

The biophysical characteristics of the area favour mariculture development. Significant mariculture development could occur within the next five years in nearshore areas in the vicinity of Port Hardy, Prince Rupert, Sandspit, Bella Bella, southeast Moresby Island, and areas between McCauley and Swindle Island. Several native groups are interested in this activity.

> *"... there's a race between the people who would like to see mariculture developing here and its enormous growth potential shown, and those who see other potential industries here which are ultimately in direct conflict with mariculture..." (Hans Elfert, Prince Rupert, November 1984)*

NATIVE FOOD FISHERY

The sea is an important source of food for the native people of the British Columbia north coast. Seafood is a valuable trading commodity and the focus of social activity. Economic development is based largely on the abundance of fish resources, particularly salmon, shellfish and eulichan.

The native food fishery includes a great variety of seafoods harvested annually and preserved for later use. This includes clams, abalone, eulichan, crab, mussels, cockles, scallops, seaweed, sea urchins, chitons, as well as salmon, halibut and herring.

In a study undertaken in Waglisla, all the respondents indicated an extensive use of traditional foods. It was difficult to quantify the amount used per family as the foods were shared among family members, however, it is generally accepted that a significant portion of their diet comes from local seafood. Nonetheless, this study highlighted the inherent importance of food gathering and its high social value.

Harvesting the food, and processing and preparing it, is almost as important as eating it. Learning how to catch fish, cut it up for smoking, gather herring eggs, dig clams, harvest seaweed, jig for ling cod or halibut, and process eulichan are all skills to be learned from members of the extended family. This is the very basis of the heathly and complex aboriginal society which exists in the region.

The relationship between salmon and the Indian people at the time the first explorers arrived has been described : "The fish determined where the people lived. No accurate figure can be given, but intelligent estimates of the aboriginal population of what is now British Columbia are set at approximately 80,000, an impressively high population density for native North America and about 40% of the total Native population of all Canada. The obvious reason for this concentration of people was the availability of food and that food was salmon. In the interior the people lived close to the rivers because they were highways through the forests as well as conveyors upon which their protein arrived. A population map would show the areas about the main salmon rivers shaded dark." (The Salmon People. Hugh W. McKervill, 1967)

> *"Us Haidas, we go out to the beach, take what we want, just like opening a door of a fridge." (Alfred Davidson, Masset, November 1984)*

> *"... How we live off the sea is something, some experience that even Her Majesty the Queen probably couldn't even eat as well as we can." (Frank Wesley, Port Simpson, November 1984)*

OTHER RESOURCE USES

A number of other important marine related resource use activities exist in the area and there is the potential to support expansion of these as well as to introduce new ones.

TOURISM AND RECREATION

Wilderness recreation on the west coast is among its fastest growing industries. South Moresby and the west coast of Graham Island are described as among the finest wilderness recreation areas in the world. The region has enjoyed significant increases in tourism and recreational use in recent years and these should continue with improved access and the availability of additional tourist facilities.

At present there are six provincial parks in the region and an additional five have been proposed. Improved visitor facilities are being developed at Port Hardy, Bella Coola, Prince Rupert, Masset and Queen Charlotte City. A number of tour operations are also active in the region.

Specific activities include scuba diving, kayaking, sailing, motor cruising, sightseeing from Alaska bound cruise ships and coastal ferries, sport fishing, hunting, whale watching, beachcombing, nature tours, hiking, camping, recreational vehicle use, cultural and anthropological tours, bird watching, wildlife viewing and photography.

> *". . . it's a pristine coast, and it's reflected in the tourist trade that comes to visit this area, the appreciation that people from all parts of the world have for not only the beauty of the coast, but its unpolluted quality . . . " (Paul Manson, Prince Rupert, November 1984)*

SENSITIVE AREAS

A number of coastal areas have been identified which are either unique or particularly sensitive to environmental damage. At present, fifteen areas have been designated as Ecological Reserves and eight others have been proposed. In addition, there are two Natural Areas of Canadian Significance and one wildlife sanctuary. All coastal islands with areas less than 64.75 hectares (160 acres) and north of 51°N latitude are currently reserved from alienation. There were a number of other areas identified as deserving of special protection.

The British Columbia Heritage Conservation Branch estimated that there are at least 2,000 shoreline archaeological sites in the region.

PORT AND SHIPPING ACTIVITIES

Prince Rupert is one of the largest natural harbours in the world and handles a significant and increasing volume of international shipping. Deep sea freighters such as cargo carriers, bulk container vessels and large passenger vessels put into Prince Rupert on a year-round basis. Freight traffic from the Ridley Island coal and grain terminals is expected to increase with proposals for further coal shipments. The shipment of LNG from the proposed terminal at nearby Port Simpson may also increase freight traffic. Kitimat, Stewart, Port Hardy and Port Alice also handle international traffic.

Coastal vessel traffic consists of tug and barge or boom combinations, self-propelled barges, ferries, coastal ships such as freighters, fish packers and tankers, commercial fishing vessels and recreational vessels. Many coastal communities and logging camps depend on marine transportation for supplies. Commercial fishing vessels are generally active from April through September. The density of vessels on the fishing ground, their fishing method, short-notice changes in fisheries openings and frequent periods of poor visibility create some unique marine traffic concerns.

A voluntary Vessel Traffic Management System is currently in place.

PEOPLE

The total population in the vicinity of the exploration area is 57,000 (Statistics Canada, 1981). The population is distributed among several larger centres: Prince Rupert (16,000), Kitimat (13,000) and Port Hardy (5,000) and a number of smaller communities. While most communities can be reached by water and air transportation, the larger centres are also linked by rail or road transportation. A number of communities are in close proximity to each other at the north end of Vancouver Island, on the Queen Charlotte Islands and in the Prince Rupert area, while communities on the rest of the mainland coast are few and relatively far apart.

The aboriginal population of the area is about 10,000 or 18% of the total population. About two-thirds live on Indian Reserves. The resident on-reserve population for individual bands may represent as little as one-third of those who consider that reserve as their home community.

The economic base of the region's population has been highly dependent on renewable resource-related activities since before the turn of the century. Many communities in the north coast region of British Columbia depend primarily upon fishing and forestry resource industries, except for Port Hardy which also depends on mining, and Kitimat which is based on mineral processing.

In many cases, however, the economic base of individual communities is based almost exclusively on a single activity such as fishing, as in Waglisla, Port Simpson, Alert Bay and Sointula; or forestry as in Port Clements and Sandspit. This leaves these communities extremely vulnerable to shifting markets. Employment in the fishery, fish processing and forestry industries is highly seasonal and workers often earn their entire year's income in a relatively short period of time. In particular, employment in fishing is volatile. The weight and value of the catch can fluctuate widely from year to year. Consequently, many communities have sought opportunities to diversify their economic base through tourism, fish processing and mariculture.

"When we speak about this issue, we are speaking from our hearts, for it's because of our love for this part of the coast that we are here." (Lynn Hill, Hartley Bay Band Council, Hartley Bay, September 1985)

ADMINISTRATION

LOCAL AND REGIONAL GOVERNMENTS

Community governments on the British Columbia north coast are organized under the British Columbia Municipal Act or the federal Indian Act. In addition, regional districts are established under the Municipal Act. These include the four regional districts of Skeena-Queen Charlotte, Kitimat-Stikine, Central Coast and Mount Waddington. Regional districts provide a federated approach to local control over problems which extend beyond municipal boundaries.

Within the review area are a number of incorporated municipalities including the city of Prince Rupert, four district municipalities, one town and seven villages as well as numerous unincorporated communities. Incorporated municipalities are responsible for providing and managing community services such as water supply and sewage disposal. In the case of unincorporated communities, it is the regional district or an improvement district that is responsible for these services. None of these communities have the authority to become directly involved in the management of oil and gas developments offshore.

Native communities administered by Indian bands are organized under the Indian Act. Bands have varied mandates, varied authority to manage community services, and varied financial resources available to them. Decisions are subject to approval from the Department of Indian Affairs and Northern Development. Indian bands having a similar interest or concern may unite to form tribal councils. Tribal councils create a forum to represent issues of common interest and to lobby the provincial and federal governments.

Tribal councils or bands with similar concerns have formed larger alliances, such as the Offshore Alliance of Aboriginal Nations, in order to provide representation on issues of mutual concern.

These various Indian organizations have no authority at present to become directly involved in decisions surrounding the protection and conservation of marine resources. However, representatives of native groups often become involved in resource use issues indirectly through informal consultations. Participation usually occurs through the initiative of the individual band or tribal council.

ADMINISTRATION OF OFFSHORE PETROLEUM RESOURCES

A number of federal and provincial agencies are responsible for resource management and regulation in the exploration area. The Canada Oil and Gas Lands Administration of the federal government, and the Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources of the provincial government are responsible for regulating and managing offshore petroleum resources. Current administrative arrangements are described in the boxes.

Figure 4: Regional Districts and Communities

CANADA OIL AND GAS LANDS ADMINISTRATION

The Canada Oil and Gas Lands Administration is responsible for ensuring that industry complies with the statutory and administrative requirements of federal government agencies. This coordinating role is particularly important in the administration of environmental management matters in offshore areas since a number of federal government agencies such as the Department of Fisheries and Oceans, Environment Canada, and the Canadian Coast Guard, as well as several provincial ministries, all have key regulatory and advisory roles.

A major function of the Canada Oil and Gas Lands Administration is to assess the identifiable impacts of oil and gas activities upon the natural and human environments. It assesses proposed offshore activities on the basis of available information and expert advice from both internal staff and interagency advisory bodies. It may disallow the activity, permit the activity as proposed, or permit it subject to modifications designed to protect the environment.

The Canada Oil and Gas Lands Administration operates under the authority of the Canada Oil and Gas Act, the Canada Oil and Gas Production and Conservation Act and their allied regulations.

The Canada Oil and Gas Act provides the basis for granting exploration, development and production rights as well as defining how the benefits from offshore production will be distributed between government and industry. This Act allows the Governor-in-Council to withdraw lands from exploration for any reason, including "an environmental or social problem of a serious nature" (Section 6(b)). Revisions to this Act are currently before parliament.

The Environmental Studies Revolving Fund

The Canada Oil and Gas Act provides the authority to establish an Environmental Studies Revolving Fund for the purpose of financing environmental or social studies, to help Ministers "decide whether or not to authorize exploration or development activities under this Act or any other Act of Parliament" (Section 49). Oil and gas companies holding acreage in various regions throughout Canada Lands contribute to this fund through a levy system. Research carried out under this fund is administered by the Canada Oil and Gas Lands Administration upon the advice of working committees which include representatives of various government departments and industry. Money from the fund has already been used extensively in studies related to east coast and Arctic offshore oil and gas activities, but few studies have been conducted to date on the west coast because of the moratorium.

MINISTRY OF ENERGY, MINES AND PETROLEUM RESOURCES

The Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources is the provincial agency responsible for the regulation of petroleum exploration and development and the administration of provincial oil and gas rights within British Columbia. The Petroleum Resources Division within this Ministry authorizes exploration, drilling and production operations under conditions set out in the British Columbia Petroleum and Natural Gas Act.

The Petroleum and Natural Gas Act regulates the disposition of petroleum and natural gas rights in the province, effects the conservation of the oil and gas resources of the province, secures the observance of safe and efficient field practices, and affords each owner of oil and gas reserves the opportunity to obtain its share of production. Petroleum activities are also to be carried out in general cooperation with the needs of local residents in all areas of British Columbia where petroleum potential exists. The Petroleum Resources Division has prepared Draft Regulations pertaining to offshore oil and gas activities. These are compatible with those used by the Canada Oil and Gas Lands Administration in other offshore regions in Canada.

The Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources solicits advice from the Ministry of Environment and others on all environmental management issues pertaining to offshore hydrocarbon activity and is committed to developing and establishing any resulting terms and conditions for project developments accordingly.

Regulations

Regulations derived from the Canada Oil and Gas Production and Conservation Act provide the ability for government to manage activities associated with offshore operations and contain provisions for the environmental safety of these operations. Regulations include the Canada Oil and Gas Drilling Regulations. Among other things, they require the identification of natural conditions that might affect the safety of the operation, such as weather, sea conditions and ice hazards. They also require an assessment of the natural environment that might be affected by oil and gas activity.

Exploration Agreements

The Exploration Agreements entered into with the Canada Oil and Gas Lands Administration give an interested company the right to explore for hydrocarbons on specified Canada Lands over a specified period of time, usually five years. In exchange for these rights, the company must agree to evaluate the oil and gas potential on the area covered in the Agreement. This evaluation requirement is also defined in the Agreement but usually consists of a comprehensive seismic survey and the drilling of one or more exploratory wells.

The Exploration Agreement generally does not contain provisions that relate directly to environmental management. However, in cases where information on social or environmental resources at risk is determined to be inadequate for decision-making purposes, the Exploration Agreement may require the operator to conduct certain environmental studies or to undertake a consultative process with community interests such as the fishing industry or native people, before proceeding with exploration activities. Where exploratory activities will be conducted in hostile physical environments, the Agreement may restrict the times of year during which a company is permitted to operate.

Other Government Management Agencies

Other federal and provincial agencies have responsibilities for managing resources which could be affected by resource development off the British Columbia coast. For example, the federal Department of Fisheries and Oceans manages the fisheries resource in the area. Certain aspects of this are transferred by agreement to the Fisheries Branch of the British Columbia Ministry of Environment. Other regulatory or management agencies actively involved in the region include the Canadian Coast Guard, Environment Canada, the Department of Indian Affairs and Northern Development, the British Columbia Ministry of Lands, Parks and Housing, the British Columbia Ministry of Municipal Affairs, other branches of the British Columbia Ministry of Environment and the British Columbia Ministry of the Provincial Secretary (Provincial Museum, Heritage Conservation Branch).

Skidegate

4. ISSUES AND KEY RECOMMENDATIONS

During the Panel's review, a number of key issues emerged which established the base for its analysis. The Panel's detailed recommendations, including terms and conditions to be applied to offshore exploration, are derived from consideration of these key issues.

These key issues are:

—environmental risk of offshore hydrocarbon exploration;

—public involvement in the management of offshore hydrocarbon exploration;

—aboriginal concerns;

—compensation; and

—research.

ENVIRONMENTAL RISK OF OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION

There is no doubt that marine hydrocarbon exploration activities, regardless of how well they are planned, will have some potential to seriously affect the health of the marine environment. A major focus of this review was to ensure that those activities which may take place will be well planned, controlled and managed to provide maximum protection to the marine environment. Regardless of such planning, control and management, there will nearly always exist threats to the environment, possibly wide-ranging and long-term, that cannot be prevented or mitigated to a reasonable degree. Hence, the question is raised regarding the acceptability of such threats and, therefore, the acceptability of the risks associated with offshore hydrocarbon exploration off the north coast.

However, acceptability is a subjective judgement. It is often influenced as much by proximity to a perceived threat, as it is by the potential magnitude of that threat. In considering the acceptability of the environmental risk of offshore hydrocarbon exploration off the north coast, the Panel has examined the nature of such threats from the standpoint of the sources of threats, the likelihood of their occurrence, the effectiveness of remedial or preventative measures, the potential for significant environmental damage, and the potential for recovery from such damage, both natural and with human intervention.

The Panel concludes that the environmental acceptability of the risks associated with offshore hydrocarbon exploration off the north coast most directly relates to the possibility of a major oil blowout from which a large quantity of oil is discharged into the marine environment.

Much of the discussion during the hearings involved attempts to establish levels of risk. Risk, in turn, is determined by two factors, probability of occurrence and vulnerability of resources exposed. Vulnerability of exposed resources is determined by their proximity to the threat and, for living organisms, by their sensitivity to impact through various stages of their life cycles.

Considerable effort was made during the hearings to quantify the probability of an oil blowout. Probabilities based upon an analysis of statistics are inevitably misleading and, in the final analysis, unhelpful. The only conclusion that can be drawn from this type of analysis is that while the likelihood of a major offshore oil blowout is very small, it will always be present.

The number of worldwide offshore blowouts have been few, and information about them is limited and varies in quality. However, it is clear from an analysis of the causes of past blowouts that the likelihood of occurrence of a well blowout is most dependent upon the experience and training of drilling personnel, quality of equipment, physical operating conditions and environment, and the effectiveness of regulation and inspection.

"My clients suggest to you, no, that the people who bear the risk ought to be able to make the decisions . . . it's those that bear the risk that should decide whether or not they are willing to bear that risk." (Jim Aldridge for Nisga'a Tribal Council, Vancouver, November 1985)

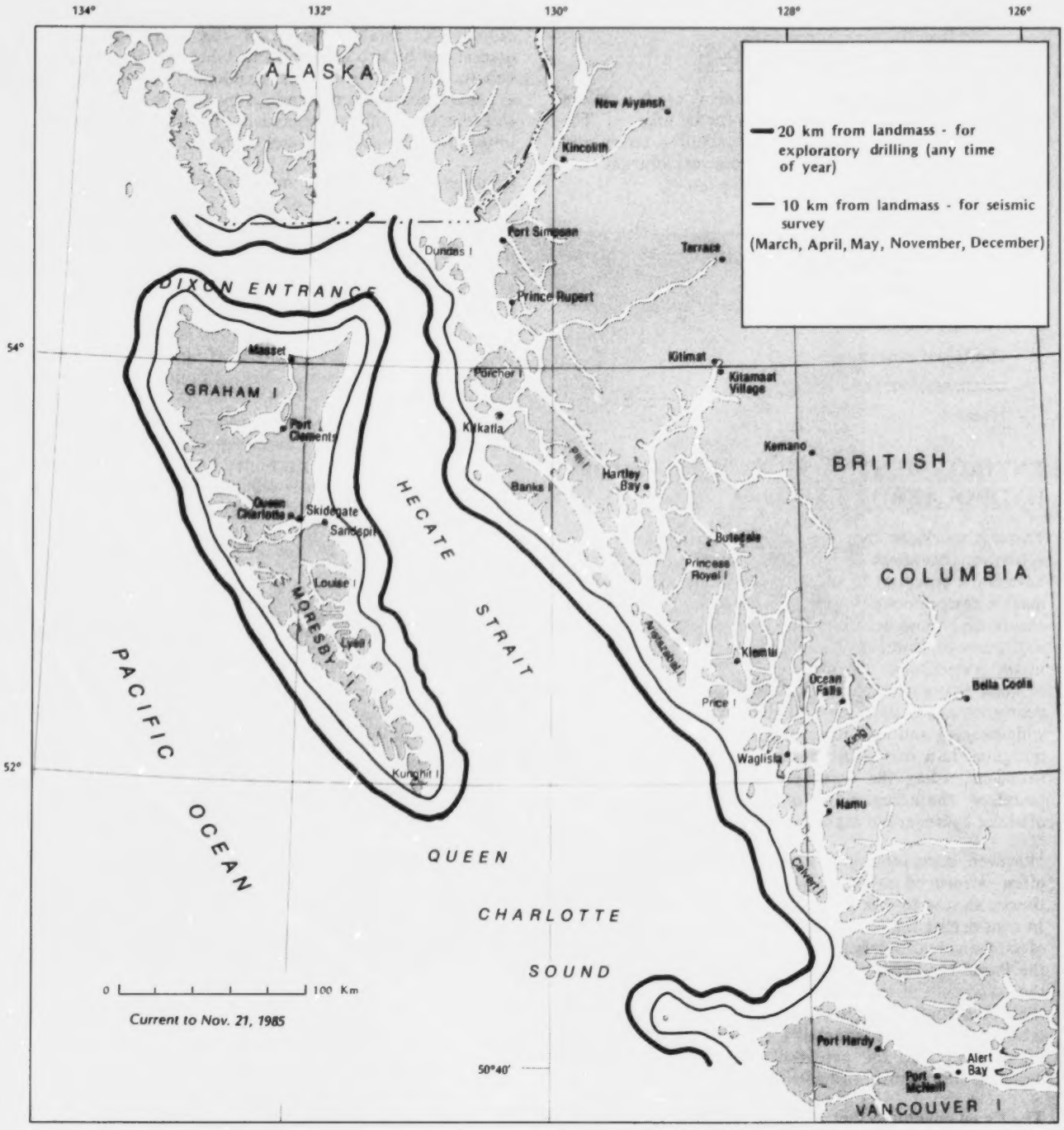


Figure 5: Exclusion Zones from Offshore Exploration Activities

It is evident from information considered by the Panel that many marine life forms are, or could be, vulnerable to an offshore oil blowout. This vulnerability stems from their sensitivity to oil at critical stages of their life cycles, and from the potential for exposing them to oil from a blowout at particular locations, or at particular times of the year. A blowout occurring at some locations at critical times of the year, could create widespread, long-term damage to the ecology of the region.

The Panel concludes that in order to reduce the risk of environmental damage from an offshore oil blowout to an acceptable level, measures must be introduced to reduce the likelihood of occurrence for a blowout and that drilling should be prohibited in some locations. The Panel also concludes that timing restrictions should be imposed on drilling operations, at least until further operating experience is gained and weather forecasting capability is improved.

The Panel recommends that the regulatory authority ensure, as a paramount priority, a high level of training, experience and competence for drilling personnel and the highest standard of equipment; also that frequent inspections of systems, equipment, and personnel are carried out, and that a satisfactory level of weather forecasting is available to drilling operators.

The Panel recommends that drilling be prohibited within an exclusion zone of 20 km from any point of land for the protection of important marine life in the event of an offshore oil blowout.

The Panel recommends that exploratory drilling operations external to the 20 km exclusion zone be initially confined to the months of June to October inclusive to ensure weather more favourable to drilling operations, to mitigate the likelihood of an oil blowout and to protect important biological species during critical phases of their life cycles.

"It's not only the beauty of the area and the clams on the beach, it's our livelihood, it's our town, our lives are at stake here, given any risk, we know how fragile the economies on the west coast and in this area." (Danni Trib, UFAWU, Sointula Local, Alert Bay, November 1984)

"... the people here are being asked to risk their livelihood and in fact their very existence so that somebody else can make a buck. And I just wanted to ask you, would you?" (Jim Trerise, Kitkatla, November 1984)

"I cannot overemphasize on behalf of this community that I'm elected to represent the fear that our resources will be wiped out. I liken it to myself taking a bomb of whatever nature, putting it under Mr. Cotterill's seat and ensuring him that I'm not going to touch the wires together." (Gerald Amos, Chief Councillor, Kitamaat, September 1985)

PUBLIC INVOLVEMENT IN MANAGEMENT OF OFFSHORE HYDROCARBON EXPLORATION

Considerable interest was expressed throughout the hearings on the way in which offshore hydrocarbon exploration would be managed and controlled.

Residents of the region who have a vital interest in its marine resources were concerned that the existing management system would not provide them with adequate and up-to-date information on the exploration activities, or allow them to play a role in decisions that could affect those resources. There was a perception that when the environmental review process was over, all opportunities for public participation would end.

"... I think this is the first time we've ever been involved in making decisions, and this is what we've wanted in the past years when any big project's going to start. We like to get involved, we like to put our views in, and we're very thankful that we're given the privilege, we're given the chance to say our views ..." (Raymond Stewart, Kincolith, November 1984)

The Panel is sympathetic to this concern and concludes that public acceptance of the risks involved in offshore hydrocarbon exploration would be significantly increased if the public was provided an ongoing role in its management and control.

The Panel recommends that a mechanism be established to ensure participation of the public of the region, in ways acceptable to them, in the management and decision-making related to offshore hydrocarbon exploration.

"We need more community involvement . . . the people in the communities know what's happening. They know about the concerns, the economic problems, the environmental issues that are present, and we strongly believe that the communities have to be more directly involved." (Rev. Peter Hamel, Anglican Church of Canada, Skidegate, October 1985)

ABORIGINAL CONCERNS

To understand the social impacts of an activity, it is necessary to know the people it will effect. There is a wide variety of people in the region, all of whom could be impacted to some extent by offshore exploration. A significant portion of the people residing in the proposed exploration area are native. They reside in the numerous small communities that dot the mainland coast and Queen Charlotte Islands.

When the first Europeans arrived on the west coast of Canada they encountered a number of aboriginal peoples who had occupied that region for countless generations. Over the centuries, rich and unique societies evolved in harmony with the sea, its adjoining land masses, and the resources of each. These societies were complex, politically and socially sophisticated, economically rich and varied. Their dependence on the sea and its resources was reflected in their culture, society, economy, and their view of the world as the sea defined by the land that surrounded it, rather than land defined by surrounding sea.

A complex system of individual and collective ownership had developed with regard to specific areas of land and sea, and with specific resources. The system was supported by oral tradition and by societal structures and institutions. But, with the arrival of the first Europeans, a process began that was to have serious negative impacts on the culture, society and lives of these coastal people. Traditional rights and title to land and resources that had survived the passage of generations were not recognized. Decisions about their resources were made without involving the people who depended upon them.

Vital religious and cultural observances were not understood or accepted. Populations were decimated by disease, and to survive, reduced populations had to combine and relocate.

The sea's resources have retained their importance to these present-day communities. The importance is not just economic, but social and cultural. Their social life is organized around the harvesting of the resources of the sea. Their culture rests on the harmonious relationship between these resources and individuals, and an individual judges himself on his ability to play a personal part in maintaining that relationship. It is a personal obligation demanded by society.

It is within this context that the potential socio-economic impact of offshore exploration on the west coast must be evaluated. Although the risk of an accident is small, the resources threatened are of tremendous importance to coastal native people. Their damage would be felt economically, socially and culturally.

". . . the people assembled here do not just represent a small community, a small isolated community somewhere on the central coast. In fact, they represent the descendents of a major nation, aboriginal nation, that occupied over 6,000 square miles of land and additional adjacent sea waters on the central coast." (Jennifer Carpenter, Waglisla, November 1984)

At this time, decisions regarding these resources are taken outside of the region potentially affected. This is no longer acceptable to these people. A new generation of leaders has emerged. They are sophisticated, educated and exposed to the ways of the larger society. They are determined to take control of the decisions that affect their lives and to have their traditional rights and titles recognized. This renaissance is essential to their social and psychological strength and well being, vital to the political, social and economic stability of the region, and critical in terms of maintaining the basic assumptions upon which our larger Canadian society is constituted. Some means must be found to involve aboriginal peoples in the decisions relating to resource management and development that effect them so greatly.

The Panel concludes that the perception among the aboriginal peoples of the region that traditional rights will be further eroded by their inability to participate in decisions affecting marine resources is likely to be a major socio-economic impact associated with offshore hydrocarbon exploration.

The Panel recommends that in designing programs and mechanisms for the involvement of the public of the region in the management and decision-making relating to offshore hydrocarbon exploration and its impact on marine resources, government develop means to ensure that aboriginal peoples are involved.

"The title to the sea and coastal and marine resources, which is vested in the chiefs of the respective First Nations, has never been extinguished by treaty or by any other means and continues to this day. With title, the chiefs have a responsibility to ensure the sound management of the sea and its resources for the benefit of present and future generations." (Matthew Hill, Chief Councillor, Kitkatla, September 1985)

"We have lost many things over the years, I feel, as a people. We have very little land left, there's very little trees left, the culture is going, but we're trying to hang onto it. We can only hang onto that with the sea, and the food, that's the only things we've got today." (Diane Brown, Queen Charlotte City, November 1984)

COMPENSATION

Throughout the hearings, a great deal of interest was expressed as to the type of compensation arrangements that would be put in place to deal with property or economic losses that might arise from offshore petroleum exploration.

Of particular concern was the potential for substantial losses of income and important marine resources, in the event of an offshore oil blowout.

Industry and government regulators believe that the likelihood of an offshore blowout is extremely remote. Consistent with this view, the Panel believes that a compensation arrangement which is clearly weighted towards the protection of the public would not be unduly onerous to industry, and would be reassuring to the public.

A satisfactory compensation arrangement must be capable of settling disputes quickly and fairly. Throughout the hearings, the view was expressed that fishermen and small businesses would not have the financial resources to successsfully press disputed claims against companies in the oil industry. It was believed, also, that the civil law system was too time consuming and too expensive to be a practical means of adjudication. A particular problem was seen in some cases where the burden of proof for justifying the extent of an economic loss, and for establishing the agency responsible for damage, was placed upon the claimant.

Another aspect of compensation which the Panel believes to be important was with regard to the loss of important marine resources. Conventional compensation approaches have not dealt with this type of loss because the resources are generally considered to be a common property until the time when they are commercially harvested or exploited. It is also generally accepted that government, as the steward of these resources, will have absorbed the liability for any damage to them when authorizing the activity which ultimately caused the damage.

There are additional problems in identifying the nature and extent of common property resource damage, and in identifying an economic value that could be attached to that damage for the purpose of compensation. The Panel did not believe that these difficulties were sufficient to warrant not dealing with this important aspect of damage and compensation. To overcome difficulties associated with identifying a value for the damage to or loss of common property resources, compensation could be in the form of resource replacement programs. The extent and nature of the programs that would constitute appropriate compensation would be determined by government as the

overall steward of those common property resources. Their own responsibility in authorizing the activity that caused damage to the resource should be met by government accepting a formal liability for compensation equal to that of the agency actually causing the damage. This would also place a control on the amount of compensation believed to be necessary.

The Panel recommends that a government compensation policy covering all stages in an exploration program be established before any exploration activity begins.

Further details on this recommendation are explained in Section 11 of the report.

RESEARCH

The mandate of the Panel included a request to identify "... information gaps which may prevent a full assessment of impacts and risks prior to the commencement of exploration...". Implicit in this request was the need to define the research and studies necessary to identify:

1) the probable effects on the environment based upon the types of known disturbances created by offshore exploration operations; and

2) the probable effects of the physical environment of the region on these exploration operations.

Also implicit in the material provided by Chevron and Petro-Canada was the assumption of a limited exploration program. The Panel's mandate, however, required the examination of a much wider and expanded exploration program including delineation drilling following the discovery of a significant quantity of oil or gas.

Studies and research applicable to offshore exploration attempt to establish one, or all, of four factors concerning impacts: the nature of the disturbance, how the disturbance evolves, its effect on some areas of particular interest, and how to mitigate and avoid the effects.

In theory, studies and research will yield satisfactory answers. Often, however, practical barriers exist to achieving precision. These could be lack of resources, lack of sufficient time, lack of will to proceed and, of importance in this region, lack of basic knowledge of the special resources of the region which might be affected.

The reality is that research and studies developed to support environmental and socio-economic assessments seldom yield definitive results.

The benefit of this kind of research is mostly in helping to verify or to refute the accuracy of educated guesses. As a consequence, the Panel has attempted to avoid a dependence on research results and has concentrated on disturbance removal by, firstly, recommending ways in which the sources of disturbance can be removed from whatever might be affected and, secondly, recommending ways to reduce disturbance.

The fundamental problem of all management authorities is that a vast amount of resources can be committed to research which yields only a marginal improvement in the ability to make decisions.

The documentation and submissions reviewed by the Panel, and the information presented at public hearings, revealed significant gaps in the environmental and socio-economic knowledge of the region.

The gaps included: a considerable lack of basic inventory information, such as the presence and seasonal distribution of marine mammal species, birds, fish and invertebrates, and an absence of knowledge on how local environmental and social systems operate, particularly with regard to relationships between species in foodwebs and with their habitat. These gaps of information are not necessarily significant in themselves. They may not seriously inhibit the ability to make decisions on the basis of current levels of information. In considering a long-term exploration program, however, they could be important.

In some parts of the region, these knowledge gaps can reduce the level of confidence decision-makers may have in the hypotheses they have developed for the purpose of assessing impacts. It is for this reason that the Panel considers it imperative that any expansion of exploration beyond the limited two-well program proposed by Chevron be preceded by a considerably expanded research and study program.

The rationale for the particular research and studies recommended by the Panel is described in various sections of the report. In Section 14 "Action Plan", research is separated as to when it should be initiated and completed with respect to the various stages of the exploration program, in particular prior to seismic surveying and prior to the start of exploration drilling.

The Panel concludes that studies and research should focus principally on these two initial time thresholds of exploration. If an expanded exploration program is proposed, a more expanded inventory data acquisition program, and effects research program, should proceed. The Panel expects that the environmental management authority it recommends in Section 13 would coordinate these research programs.

5. SEISMIC SURVEYING

Seismic surveys are invariably carried out in advance of exploratory drilling and may also be conducted during later stages of an exploration, delineation or development program in order to obtain better definition of earlier data.

The purpose of seismic surveys is to locate rock strata configurations potentially favorable to the trapping and accumulation of hydrocarbons. These might include uplifted, domed and folded strata, and must include an impermeable rock seal that provides a cap on fluids trapped within. Into these configurations hydrocarbons, often created elsewhere, can migrate and become trapped. Hydrocarbons may also be created in situ in these configurations.

Seismic surveys involve measuring the speed of sound waves in various strata below the seabed.

A bank of 15 to 36 airguns are towed in an array about 150 m wide and 50 to 100 m behind the seismic vessel at a depth of about 12 m. These airguns produce a sound impulse every 15 seconds by releasing air under high pressure (up to 150 kilograms per square centimetre).

The sound energy is most intense for frequencies between 10 and 80 Herz. An underwater hydrophone train is towed behind the vessel along the length of a 3-km cable. The hydrophones record the sound impulses reflected back to the surface from subsea geological structures. Variations in the measured sound speed are translated into vertical cross-sections, which show differences in the depths and thicknesses of rock layers beneath the seabed. From these cross- sections, contour maps of possible trapping configurations are produced.

Figure 6 is a schematic diagram of a seismic vessel in operation. The vessel is between 40 and 60 m in overall length, and operates in survey mode at about 5 knots. At this speed, it takes about 20 minutes for the seismic vessel and cable to pass a given point. The vessel carries a crew of about 40 scientists, technicians and marine personnel.

The seismic surveys proposed by Chevron would traverse a distance of about 5,200 km in lines spaced 3 to 6 km apart within southern Hecate Strait and in Queen Charlotte Sound. Chevron expects initial seismic surveys to be completed in two summers.

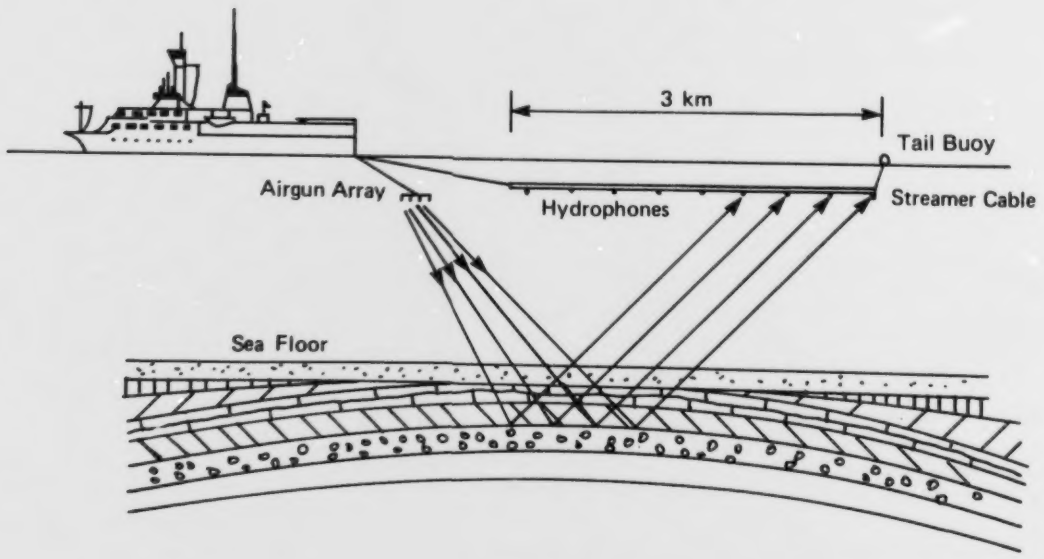


Figure 6: Seismic Vessel in Operation

EFFECTS OF THE PHYSICAL ENVIRONMENT

Marine seismic operations require considerable searoom because of the 3-km hydrophone streamer train and consequent large turning radius. In addition, the airgun arrays cannot operate in shallow depths. As a result, seismic vessels would generally stay at least 5 km from shore.

A further limitation is the need for low seastates to limit ambient sea noises that could mask weak seismic signals. Chevron intends to undertake seismic operations in the summer to ensure a minimum of sea noise and a maximum of daylight hours.

Poor visibility in fog and rain would have little effect on seismic operations.

The Panel concludes that physical environmental factors will have minimal impacts on seismic survey operations. Awareness of operating conditions and adherence to government regulations will minimize mishaps.

BIOLOGICAL EFFECTS OF SEISMIC OPERATIONS

The effects on marine organisms of sound from seismic survey operations varies according to the sound source. The noise of the seismic vessel itself could affect marine organisms, but the effects would likely be similar to those associated with other ocean-going vessels and thus be insignificant.

Concern was expressed throughout the review about the effect of percussion from seismic airguns on fish eggs, larvae and juvenile fish. The Panel shares this concern. A wide variety of often conflicting information exists on the effects of airgun percussion on these organisms. On the one hand, observations from other areas of the world where extensive seismic surveying has been conducted over many years, such as the North Sea, the Canadian east coast, the U.S. Gulf Coast, Australian and Southeast Asian waters and the Arabian Gulf, strongly suggest that little adverse effect to biota has resulted from more extensive and dense surveying than is likely to occur on the west coast. They also showed that in many of these areas, particularly in earlier days, much more potentially damaging explosive methods of seismic surveying were used.

On the other hand, a Russian study (Kostyuchenko 1973) observed several pathological changes occurring in an organism subjected to airgun impulses. The findings of this study were cited several times during the hearings.

In addition, the Panel was informed that, in certain coastal states in the United States, a moratorium has been placed on all seismic surveying until the matter of the degree of airgun percussion damage to fish eggs and larvae has been satisfactorily resolved.

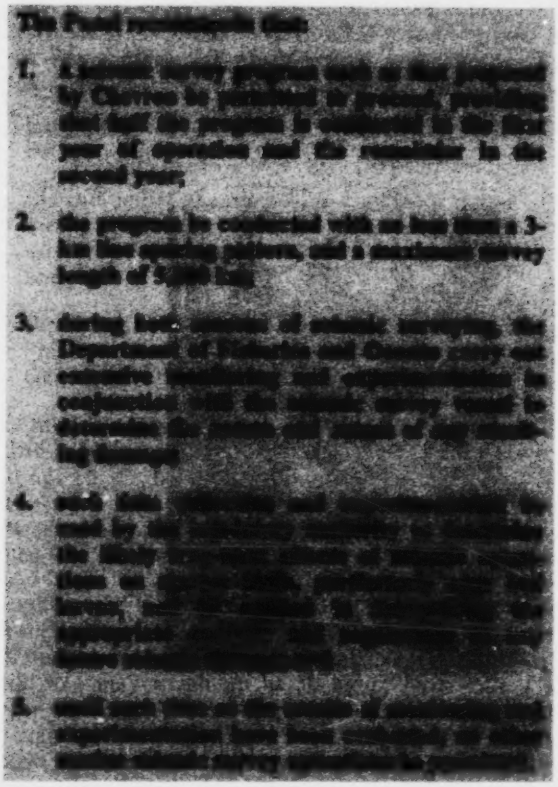
The Panel is also aware that such data as is available on this matter has come from experimentation using a single airgun, not with the 150 m wide, 36 gun array now in general use.

Populations of fish eggs and larvae are abundant and widespread throughout the region and many groundfish spend the embryonic, larval and juvenile stages of their lifecycle, lasting from six months to a year, in the upper water column through which the airgun arrays are towed. These organisms are not uniformly distributed in the upper layers of the sea but are likely to concentrate at tide rips and other flow convergences and in areas of enhanced biological productivity. An array of airguns operating in such places might significantly affect large populations of fish species. Since information is lacking on where and when such concentrations occur and how they could be detected on a routine basis, avoiding them might be impossible. In particular, research on the likely extent of damage to icthyoplankton and juvenile fish should be directed to determine whether or not population level damage is likely to occur to any one species. Therefore, better knowledge of seasonal concentrations of these species is certain to be needed.

"IPS feels that seismic testing causes disorientation in cetaceans, and fears that one result of seismic testing might be that of some species of cetaceans will simply leave the area." (Susan Williams, Islands Protection Society, Vancouver, November 1985)

If the initial exploration program produces encouraging signs of an oil or gas accumulation, a long-term exploration program, including additional seismic surveying, could result. Other operators may ultimately be involved in conducting their own seismic programs. Seismic survey impacts, therefore, must not be assumed to be limited to those associated with Chevron's two year program.

Given the considerable lack of knowledge about the affects of seismic airgun percussion on fish eggs, larvae and juveniles, and about the distribution of these organisms in the review area, the Panel believes that extreme caution must be used in permitting seismic operations, and that initially only a limited portion of the whole review area should be covered by seismic surveys in any given year. The Panel believes that the opportunity should be taken to obtain better information concerning the possible impacts of seismic surveys.



More information was available to the Panel on the effects of seismic operations on species of larger fish. Chevron cited a number of studies that suggested the lethal range for various larger organisms was between 1.5 and 5 m for typical airguns. Both the Department of Fisheries and Oceans and the British Columbia Ministry of Environment concluded that the short range within which lethal or sublethal effects are likely to be experienced, render the impacts on populations of larger fish to be negligible.

Studies done on the effects of seismic operations on marine mammals generally agree that, while seismic noise disturbs most mammals, the effects are primarily localized and temporary since many mammals rapidly habituate to the disturbance. However, the Panel believes that because the level of disturbance is not known with a sufficient degree of certainty, migratory marine mammals should be avoided as much as possible. As otters, seals and sea lions are most commonly found in nearshore areas, and as the majority of cetaceans also feed in the same areas, the Panel believes that coastal zones should be excluded from seismic surveying at particular times of the year.

Gray whales generally migrate northward in April and May and southward in November and December, consequently, these months will be sensitive to seismic survey work. Herring spawn in March and April so this period will also be sensitive to seismic surveys. The Panel concludes that it would be desirable to avoid conducting seismic surveys during these sensitive periods.

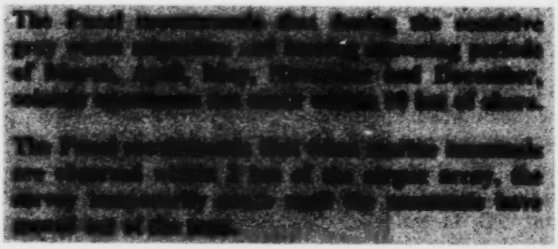
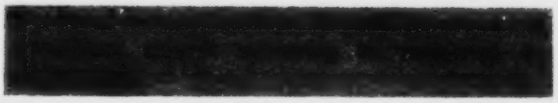


Figure 5 shows the boundaries of the 10 km exclusion zone.

OPERATIONAL CONSIDERATIONS

The difference in impacts between underwater airguns and underwater explosives was mentioned a number of times during the hearings. Although Chevron does not now intend to use explosives, known to be more destructive, they may ultimately be required in some situations, such as in making "tie-ins" to connect land and sea surveys. **The Panel concludes that the use of explosives could be requested to deal with some special circumstances, and should be subjected to special permission and conditions.**



The Panel recommends that where the use of explosives in shallow water seismic surveys is required to connect land and sea surveys, approval only be granted where:

1. **there are no alternatives;**
2. **explosives are buried within boreholes within the sea floor; and**
3. **the program is subjected to specific approval from the Department of Fisheries and Oceans as to timing and location.**

Due to the length of the hydrophone streamer train towed behind the survey vessel and the slow speed at which the vessel operates, it is important that other marine users be aware of the general location and direction of seismic vessel activities. It is also important that the operator of the seismic vessel be aware of major fishing grounds, seasonal openings, and areas of heavy marine traffic. Knowledge of local fishing equipment such as buoy markers for crab pots and trawling nets is also essential.

During the public hearings, fishermen said they were concerned that they could be asked to move off a fishing ground located along a prescribed seismic survey line. Chevron expressed its intention to disturb the commercial fishing activity as little as possible and to detour around areas of fishing activity. Chevron also indicated that good communications between the seismic operators and the local fishermen's associations were essential to prevent conflicts. The Panel agrees.

The Panel recommends that booklets be produced and widely distributed describing the fishing techniques employed on the British Columbia coast, illustrating the different methods and seasons used to catch fish and shellfish, and describing seismic survey operations.

The Panel recommends that the operators of the seismic vessels meet with the members of the fishing industry before surveying begins to identify potential heavy fishing areas and seasons and to familiarize themselves with the local fishing equipment and techniques.

Drilling Unit rotary table

6. ROUTINE EXPLORATORY DRILLING AND SUPPORT OPERATIONS

This section includes a description of the rotary drilling method and marine exploratory drilling techniques and procedures, followed by consideration of interactions between routine exploratory operations and the region's environment.

ROTARY DRILLING TECHNIQUE

Drilling for oil and gas is generally carried out using the "rotary" drilling method. This method is exclusively used offshore. At least 5000 rotary drilling units or "rigs" are currently available worldwide.

The rotary drilling method for cutting a near vertical or vertical cylindrical hole through the earth's crust depends upon:

1. the weight on the cutting tool ("the bit") at the bottom of the hole;
2. the rotation of the bit on the bottom of the hole by means of rotating, from the surface, the entire pipe assembly (drillstring), to which the bit is attached; and
3. the circulation down the drill string of drilling fluid or "mud" to the bit to remove the rock cuttings and to control formation pressures.

The mud is pumped from a surface tank down the pipe ("drill pipe") to the inside of the bit, out around the cuttings on the bottom of the hole, and up the outside between the hole and drill pipe to the surface. The space between the rotating drill pipe and wall of the hole is called the "annulus".

Weight on the bit is accomplished by running in the hole, between the bit and the drill pipe, several lengths of extremely heavy thick-walled pipe, called "drill collars". Drill pipe may weigh up to 30 kg/m. Drill collars, of larger diameter than drill pipe and of constant diameter throughout, can weigh up to 150 kg/m. The full hanging weight of the whole assembly in the blocks in the derrick (bit, drill collars and drill pipe), which is continually monitored by the driller at the rig floor, is gradually paid off by lowering the whole string until the bit rests on the bottom of the hole with the precise desired weight applied to it.

The bit is then rotated by turning the entire drillstring on which it is threaded. Rotation is obtained by using a square or hexagonal joint called a "Kelly", thread-connected to the top of the drillstring and hanging from the blocks and a swivel in the derrick. This swivel permits the entire drilling assembly to freely rotate. On the Kelly is a bushing, which is free to move up and down, and which engages in a fitted recess in a rotating table (the "rotary table") on the drill floor. As the table rotates, it engages the bushing and Kelly, and hence the entire assembly down to the bit. Attached to the top of the swivel, but not rotating, is an armoured rubber hose or "gooseneck". This leads from the discharge of the mud pumps on the rig floor and conducts mud down the drillstring to the bit at the bottom of the hole and up the annulus.

CASING

As a well is drilled and the hole deepens, progressively smaller diameter holes are cut, with the walls of each size hole supported and protected by progressively smaller diameters of rigid pipe, or "casing", cemented in place. Casing is made in standard sizes, with outside diameters of 30 in (750 mm), 20 in (500 mm), 13 3/8 in (340 mm), 9 5/8 in (240 mm), 7 in (175 mm) and smaller.

To case a hole, the drillstring is pulled from the hole, every third drill pipe collar connection being unthreaded, and the lengths stacked in the derrick. When the drill-string is out, the casing string is assembled joint-by-joint and lowered into the hole to the depth required, usually to the bottom. A cement slurry is then pumped into the casing from the surface in sufficient volume that it will fill most or all of the void between the outside of the casing and the hole. A cylindrical plug of the same diameter as the inside diameter of the casing is then inserted above the cement, and mud is pumped in to force the plug and the slurry downwards. The slurry then flows around the bottom "shoe" of the casing string and up into the annular void (casing annulus). The plug comes to rest on the shoe inside the casing. The rig is then shut down for up to 24 hours to allow the cement in the annulus to harden. The blowout preventer stack is adapted for the casing size and then remounted on the wellhead. Drilling then resumes through the cemented casing with a smaller diameter bit.

When it becomes necessary to case a hole drilled deeper by the smaller diameter bit, the procedure is repeated, but with a smaller diameter casing string.

DRILLING MUD

Drilling mud is a complex liquid with a large variety of properties. It is based upon water or, in some cases diesel or mineral oil, to which is added, by strong agitation, sufficient very fine, dry clay microparticles (Bentonite) to

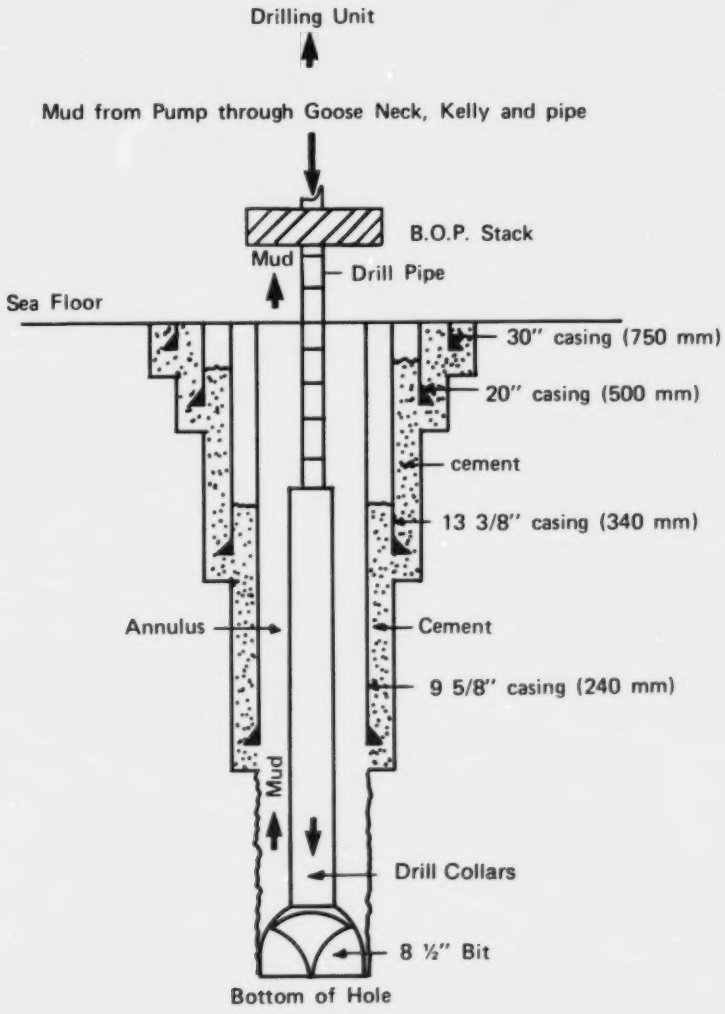


Figure 7: Typical Schematic Rotary Drilling Configuration

form a stable colloidal suspension of slightly greater density than water. To this suspension, various compounds may be added to produce or accentuate particular properties. Barites may be added (and held in suspension) for extra density, tannins and lignosulfonates for thinning properties, caustic soda for pH control, biocides for corrosion control and carboxymethyl cellulose (CMC) or starch for gelling and filter cake properties. Several other controllants are available, particularly plugging materials for leak zones. The mud is built up to the required properties, particularly of density and viscosity, separately for each well, depending on circumstances. Drilling mud additives are generally delivered to a well in the form of dry sacked material. When drilling is completed, the hole is full of mud. This mud is left in the hole with cement abandonment plugs sealing it in place. Unlike water-based muds, oil-based muds can often be reused.

The primary functions of the drilling mud are as follows:

1. To provide well control. This is accomplished by providing a hydrostatic column of fluid of sufficient density to counter- balance and contain any natural pressure contained in a drilled oil or gas-bearing formation, and prevent the oil or gas (or both) from entering the borehole and threatening a blowout. Extra density, and thus bottom pressure, can be supplied as required.

2. To provide a viscous mud flush to pick up the small cut rock formation particles under the bit ("cuttings") and convey them to the surface where they can be separated from the mud, cleaned, examined and identified by the geologist.

3. To provide a cake or skin against penetrated permeable formations. This is firstly to prevent leakage into these formations (lost circulation) and consequent loss of the hydrostatic column and, therefore, pressure. This would lead to loss of well control. It is also to provide thin filter cakes over less permeable zones, particularly those containing oil or gas, to protect them from particle plugging and from surface tension blocks between in situ oil and the water from the mud. Filter cakes also help preserve the integrity of the hydrocarbon zone so that electrical, sonic, radioactive and other measurements of formation properties taken in the hole are relatively unaffected by the invasion of mud.

4. To provide a gel under static conditions to prevent cuttings from falling back down the hole and jamming the collars and bit, leading to costly tool retrieval operations ("fishing").

Other functions of mud are slightly less important and include picking up traces of oil and gas from potential hydrocarbon producing zones for surface monitoring, providing a tell-tale tank level to monitor mud losses (formation "kicks"), and lubricating and cooling the bit to increase its penetration rate.

BLOWOUT PREVENTION EQUIPMENT

A weighted mud column is the first line of defense against a blowout. The second line of defense against a blowout from pressured formations is a control assembly of very heavy remote-controlled valves called the blowout preventer "stack" or BOP. All rotary drill rigs use blowout prevention equipment. The BOP stack consists from the bottom up of:

a) a pipe ram valve (BOP) capable of closing sealing rams around the drill pipe in the hole thus sealing the hole annulus;

b) a blind ram BOP capable of shearing through drill pipe in the hole and completely sealing the hole from the atmosphere; and

c) at least one bag-type BOP capable of closing firmly around any type or shape of pipe or tool in the hole, such as drill pipe, drill collars, core barrel, bit or casing.

When pipe rams and bag-type BOPs are actuated on pipe in the hole, the inside of the drillstring in the hole must also be controlled. This is done by pumping heavier and more appropriately designed mud into the hole, or by closing a sealing cock contained in the Kelly on the drillstring ("Kelly-cock"). Control valves, kill lines and choke assembly lines are provided to allow access to the annulus after BOPs are closed to enable control operations to be implemented.

MARINE OPERATIONS

MARINE RISER

In offshore exploration operations, a marine riser is used to traverse the seawater layer between the rig at the surface and the BOP's which are located at the seabed, and also to provide a conduit for the mud and drillstring. This is a moderately flexible piping extension of the well, of somewhat larger diameter than the largest casing. The exploration rig and its marine riser can be disconnected from the top of the BOPs in an emergency, leaving the well shut-in.

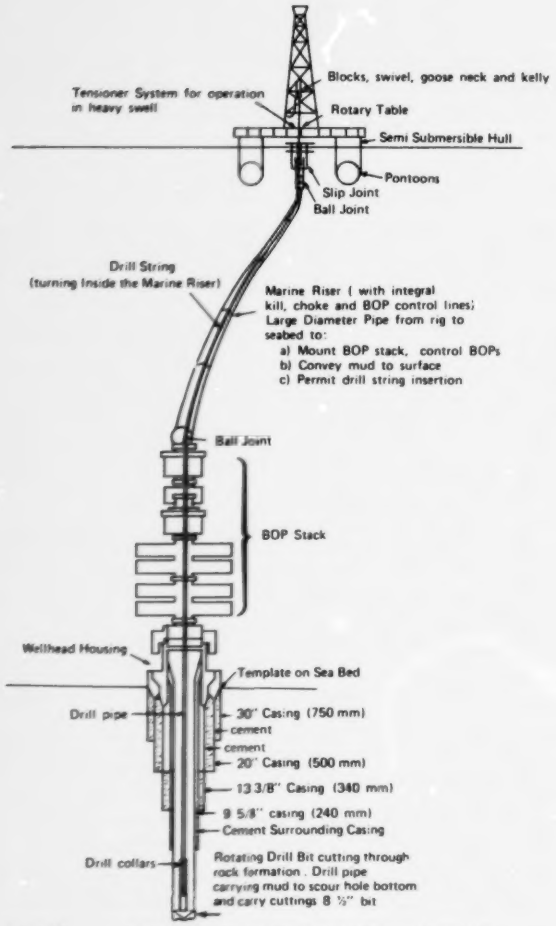


Figure 8: Typical Offshore Semi Submersible Drilling Assembly

DRILL RIG SUPPORT MOUNTINGS

The rotary drilling method is used exclusively offshore. There are three options for support mounting for such rigs:

1. The Jack-up. This is a seabottom supported assembly used in relatively shallow water of depths up to 100 m, and would be applicable in the subject area only in certain restricted localities.

2. The Drill Ship. This has a ship's hull with the rotary drill rig mounted amidships. It is positioned with anchors and conducts drilling much the same way as the semi-submersible described below. It is unsuitable for operation in high seas.

3. The Semi-Submersible. This is a large, rugged, stable, custom-built floating structure on which the rotary rig is mounted. It is generally constructed with twin parallel pontoon hulls, which are capable of being ballasted down to a buoyancy affording relative stability. It can be anchored in water up to 400 m in depth or dynamically positioned in all depths of water by computer-controlled thrusters.

In areas of adverse weather and sea conditions, semi-submersibles are now in universal use. While at least two serious weather accidents have occurred involving semi-submersibles, both accidents being due to design faults coupled with human error, their safety record is nevertheless good, and a large number of wells have been drilled by them in all parts of the world in adverse conditions. They can drill safely when both 10 m waves and 50 knot winds occur together. After discontinuing drilling and breaking seabed connection, they can survive at least 30 m waves. An early design of semi-submersible, the Sedco 135F, was used by Shell on the British Columbia coast on a year-round basis in the late 1960's for 14 wells without adverse incident.

Semi-submersible rigs are proposed for exploratory drilling in the region.

> *". . . the size of this rig is about the size of a 35 storey building, and the deck is about a football field square . . ." (Charlie Stewart, Chevron, Hartley Bay, November 1984)*

MARINE DRILLING OPERATIONS

Once seismic surveys have located a suitable prospect area and seabed site surveys have been completed, a drill rig is moved to the site and anchored. Figure 8 is a schematic of a typical offshore semi-submersible drilling assembly. Standard procedure is as follows:

A short hole, 30 m x 914 mm (36 in) diameter, is drilled through a seabed template without using a marine riser. The first casing, 762 mm (30 in) diameter is then set and cemented in place. Drilling fluid returns to the seabed and is generally water only.

A 660 mm (26 in) hole is then drilled to 250 m and a 510 mm (20 in) conductor casing is then cemented in place. Both holes are drilled without a marine riser and water is generally used as the drilling fluid. After cementing the 510 mm conductor, the marine riser and BOP stack are installed from the seabed to the rig to convey drill cuttings and mud to the surface. The BOP stack is run on the bottom of the marine riser and connected to the top of the 510 mm casing by a ball joint, and to the rig by a ball joint and slip joint. Mud is then used as the drilling fluid.

The BOP assembly is completely furnished with all remote controlled hydraulic lines and risers and access lines to the well. All equipment is then in place to run the drillstring and drill the surface hole, 445 mm (17½ in) to 1000 m. Surface casing of 340 mm (13 3/8 in) diameter is then cemented and an intermediate hole of 311 mm (12 1/4 in) is drilled ahead to about 2,500 m; the next string of casing is 245 mm (9 5/8 in). Penetration of 50 m per day is typical in deeper formations.

If a discovery is indicated, generally by monitoring mud by gas chromatography and by making periodic electrical, sonic and radioactive measurements, the formation may be tested. In the interests of safety, this is generally done after the entire length of the hole is cased. If a discovery results, several delineation wells will be necessary, probably one in each quadrant from the discovery well. These wells will confirm the presence of hydrocarbons, their nature and composition, and determine the extent of the accumulation, productivity and economic viability of the find.

OIL AND GAS RESERVOIRS

An oil or gas accumulation is not a large unbroken pool of liquid and gas hydrocarbons held in a massive open cavity deep in the earth. The oil or gas or both are held in the tiny microcavities of compacted massive rock, analogous to those in a rigid rubber sponge. They are invariably associated with water in the pores. Considerable surface tension exists between rock, water, oil and gas, within these microcavities. The ratio of total microcavity to bulk rock is called "porosity".. The ability of the porous cavities to allow liquids to pass through, (as in a producing well situation) is called its "permeability".

SUPPORT OPERATIONS

Both Chevron and Petro-Canada favour Prince Rupert as a main base for exploration support activities. Prince Rupert has good rail, road, air, harbour and dock facilities. Bulk material and major drilling equipment and materials arriving by road and rail could be stored in an open warehouse on the dock and transported to the drilling operation by supply ship as required. Crews could commute from outside Prince Rupert by air and transfer to helicopters for the flight to the drilling unit.

Based on information provided by the companies, the requirements for a supply base are expected to be about 500 sq m of office space, 1000 sq m of covered storage, up to 10,000 sq m of open storage, a dock area of about 200 sq m, and a helicopter pad. Employment would likely consist of 10 people at the supply base and about 25 people on the supply boats. Accommodation facilities to house, on an occasional basis, up to 30 people would also be required.

Some fuel, food and supplies would be purchased locally. A communications network incorporating SatNav, Loran, satellite telecommunications, VHF and SSB radio, telephone and telex would be required. Government and industry would provide a weather monitoring and forecasting system including sea state reports.

Two or three supply vessels would support each drilling unit. One vessel would always remain on standby at the drilling unit, while others would shuttle supplies and waste materials between drilling unit and shorebase.

Supply vessels are specialized vessels about 80 m in length. They have a crew of between 12 and 14 and operate at speeds up to 12 knots.

One or two long-range helicopters would make several round trips per week to each drilling unit carrying crew members and light cargo.

ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS

In this section, the effects of the region's physical environmental conditions on routine exploration operations, and the effects of routine exploration operations on the region's environment, are examined. Weather, weather forecasting, sea conditions, earthquakes, tsunamis and subsea geological hazards are considered in evaluating the effects of the environment on operations. Domestic and drilling wastes, oil-based drilling muds, minor spills, underwater and airborne noise, rig lights, shorebases, seabed obstructions and conflicts with shipping have potential effects on the environment.

EFFECTS OF THE PHYSICAL ENVIRONMENT ON OPERATIONS

Marine weather, oceanographic conditions, earthquake hazards and seabed conditions of the exploration area affect the design criteria for the drilling units and marine risers, the time available to the operator to carry out activities safely and effectively, and the ability to shut down safely in the event of danger to the drilling unit.

Waves, Storms and Currents

Severe storms affect offshore drilling activities by making it difficult to undertake such sensitive operations as landing the BOP stack, running casing, production testing, reconnecting to a wellhead, landing a helicopter or loading fuel.

Problems connected with atmospheric and oceanographic phenomena can be mitigated to some extent by timely warnings of storms and by having a comprehensive oceanographic database. However, many intervenors questioned the quality and accuracy of both meteorological and oceanographic data in describing the offshore environment. Concerns were expressed that British Columbia's offshore weather records were less complete, and covered a shorter period, than other areas where offshore drilling has taken place.

Concerns were also expressed about the ability to predict rapidly developing storms called "maritime bombs". These storms originate over the open ocean and some can grow into full strength storms within eight hours. At present, they are difficult to predict because the upstream weather sensing system is not dense enough to fully monitor the area. Furthermore, no models exist that adequately explain the rapid build-up of extreme waves in shallow areas with strong currents, such as occur in Hecate Strait.

> *"I believe the absolute minimum disconnect time when you move off with marine risers suspended in place but disconnected from the stack is about 30 seconds ... The drill pipe is sheared off and everything is left in the hole. And that can be done, under dire emergency conditions, in a very short period of time. Our normal process, if we had to do it, would require up to 10 hours." (Pat Haines, Chevron, Alert Bay, September, 1985)*

The Department of Fisheries and Oceans, Environment Canada and the British Columbia Ministry of the Environment also expressed concern over present capabilities to forecast storms, high waves and strong currents. Both Environment Canada and the British Columbia Ministry of Environment mentioned that the speed with which storms can cause operating conditions to deteriorate is a significant aspect of determining routine operational safety. The Atmospheric Environment Service of Environment Canada recommended that before drilling takes place, a review be undertaken of the meteorological and oceanographic real time data observing network currently available. The study would determine if the present network will provide storm warning with sufficient accuracy for offshore operations.

At the present time, the Pacific Weather Centre, operated by the Atmospheric Environment Service, is introducing major improvements in its marine weather forecasting services. Many of these improvements are the result of a special inquiry, commissioned by Environment Canada in 1984, into weather services on the west coast. The Panel concurs with the recommendations of the report that deal with improvements in data acquisition, the broadcasting and dissemination of weather information, and continued research into and development of forecasting techniques.

Chevron stated that it will work closely with the Atmospheric Environment Service and intends to deploy a drifting buoy network and possibly several moored buoys to assist with the provision of improved weather forecasting services. **The Panel supports this approach but believes that an expanded data collection program, and an enhanced monitoring and reporting network, will be necessary before safety of drilling operations can be assured.**

The Panel concludes from evidence presented at the hearings that six hours notice of impending storms is the minimum time required to temporarily cease operations, make the drillstring secure and safely disconnect from the wellhead. There is no assurance that the present weather forecasting network can provide this degree of advance notice.

The Panel recommends that the regulatory authority not give approval to drill until the Atmospheric Environment Service of Environment Canada is satisfied that the capability exists to provide a minimum of 6 hours advance warning of severe storms to enable an offshore drilling operator sufficient time to safely and efficiently disconnect from the wellhead.

The Panel believes that its recommended restrictions on the times of year when drilling can initially occur will result in the avoidance of seasons when storms are most likely to be severe.

The Department of Fisheries and Oceans has undertaken a number of studies to improve the present data base on waves and currents in the north coast area, including wave climate studies, subsurface current studies, and over-ocean wind studies. These are important in setting design criteria for drilling equipment, such as for drill rigs, marine risers and anchoring systems. **The Panel believes that more information on ocean currents is required in order to establish adequate design criteria.**

The Panel recommends that the Department of Fisheries and Oceans develop and implement a program to improve general knowledge of current movements in the region, and in particular, in the area of a drilling location when one is proposed.

Information on surface currents is also required to assist with oil spill trajectory analysis. The issue of oil spill trajectory analysis is dealt with in Section 10.

Earthquakes

Offshore drilling hazards related to earthquakes include the potential for wellhead or casing damage, resulting from drilling in a crustal fault that slips, and from sediment slumps on the sea floor and resulting turbidity flows. Turbidity flows consist of highspeed flows of sediment mixed with water that sweep the seabottom much as a snow avalanche occurs on land.

A detailed site survey, as described by Chevron, will enable sites with crustal faults to be avoided. **However, the Panel believes that assurance should be provided that turbidity flows are not a hazard at a chosen drill site or, if a hazard should exist, that the well would be or would remain safely shut-in if a turbidity flow damaged or impinged upon the wellhead assembly.**

The Panel recommends that before drilling occurs, a proposed site must be evaluated by the operator and the regulatory authority for its potential susceptibility to earthquake-induced turbidity flows, and that if the potential exists, wellhead design will be such that the well remains safely shut-in.

Tsunamis

A tsunami is a sea wave generated by seismic disturbances in the ocean floor. It is a shallow-water wave, with a typical wavelength in excess of 200 km. Tsunamis can move at speeds greater than 700 km/hr, but are not readily observable in the deep ocean where their wave height may only be 0.5 m. However, when a tsunami reaches the coast, it slows down and the water begins to pile up to form crests that may exceed heights of 30 m. Physical damage to offshore structures could occur if these structures were located in shallow water. **Adoption of the nearshore exclusion zones recommended by the Panel would eliminate the potential for damage to offshore equipment by a tsunami in the exploration area.**

Natural Hazards of the Seabed

Seabed conditions sometimes present foundation difficulties to the driller, even when the drill unit used is a semi-submersible having no direct contact with the seabed. Seabed slope, shallow fault traces on the surface, a tendency for loose sandy seabed formations to flow and slump, unexpected deep holes in the seabed, and other bottom features must all be closely investigated before a final anchoring and drilling position can be selected. Generally, a seabed survey could be done using a remote-controlled, side-scan source. However, in adverse conditions, a diver might be needed to physically investigate the site. In all cases, the drilling template must be set horizontally, on good firm seabed, in an area free of fault outcrops and where it could not be covered by sediment slumping.

A further hazard to drilling, particularly offshore, lies in the frequent presence of shallow gas pockets in the surface formations. This gas may blow out to the well bore while the surface or conductor holes are being drilled, if sufficiently heavy drilling mud is not used to contain it. Since a riser is not normally used when the first shallow hole is drilled, the gas may enter the water column and create a fire hazard. If sufficient gas is released, the buoyancy of the floating drilling unit could be effected.

The presence of these shallow gas pockets can be readily established by a high resolution seismic survey known as a "sparker" survey. If gas pockets are indicated, extra precautions must be taken with the mud and casing programs.

The Panel recommends that operators be required to undertake an extensive site survey of the seabed, including a seismic sparker survey, when investigating an area for a specific drilling location.

BIOPHYSICAL EFFECTS OF EXPLORATORY DRILLING AND SUPPORT OPERATIONS

Routine exploratory drilling and support operations have the ability to affect the biological and physical environment in a number of ways. Drilling requires the disposal of rock cuttings and used drilling muds, usually into the sea. Other wastes such as sanitary and domestic sewage are also discharged to the sea. Garbage and scrap are either incinerated or transported to shore for disposal. Occasionally, fuels may be accidentally spilled during operations or while being transferred from the supply vessel to the drill rig. Such discharges can degrade the quality of water, especially in areas where circulation is poor.

In addition, airborne and underwater noise from routine operations can effect birds and marine mammals, and rig lights can attract and disorientate birds. The establishment of a shorebase can effect the local environment.

In certain seasons or life stages, fish, birds and marine mammals are particularly susceptible to waste discharges, noise and other disturbances. Therefore, knowledge of their locations, habits and population sizes is essential for contingency planning and for designing effective mitigation measures.

Domestic Wastes

Chevron claims that domestic sewage is unlikely to significantly degrade the environment since the volume of sewage from a drill rig would be small, an estimated 20 cubic metres per day, and it would be treated before being discharged overboard. Once in the sea, it would be rapidly diluted and biodegraded. Other liquid wastes, such as "grey water", would also dilute quickly.

Chevron expects to incinerate all combustible garbage on board the drill rig and transport all metal noncombustible wastes to shore for disposal. **The Panel concludes, because of the relatively small volumes involved and the established procedures for dealing with them, that domestic sewage and solid wastes, if treated according to regulatory requirements, will not result in any significant environmental damage.**

Drilling Muds and Cuttings

Several intervenors were concerned that drilling muds and rock cuttings would affect marine organisms living in the water column and seabed sediments. Their concerns centered on the possibly acute toxic effects of heavy metals and hydrocarbons in the drilling wastes. Others were concerned about possible sublethal effects from long-term exposure to toxic chemicals found in these discharges, the possibility of benthic organisms being smothered by discarded drilling wastes, and the alteration of benthic habitat due to the accumulation of solid drilling wastes on the sea floor.

While some components of drilling muds and rock cuttings could be acutely toxic, dispersion and dilution would normally be sufficient to reduce the concentrations of toxic chemicals in the water column to near background levels within a short distance from the point of discharge. Therefore, they are not expected to pose any environmental problem unless they are discharged at a high rate for a long time in areas with poor water circulation.

Bioaccumulation of heavy metals and the cumulative and synergistic effects of various toxins found in drilling waste discharges were also issues of considerable interest. Available evidence suggests that excess bioaccumulation due to drilling muds is low, if it can be demonstrated at all, and would be of doubtful ecological significance. The large data base gathered from the North Sea and Gulf of Mexico suggests that the effects from the discharges of these wastes are usually local, temporary, and do not result in significant harm to marine organisms.

Nevertheless, some actions can be taken to further reduce potential harm without significantly effecting the drilling operations. The Panel believes that it would be prudent to take these actions to be absolutely sure of a minimal effect upon the environment.

Two components of drilling muds considered potentially harmful to marine organisms are hexavalent chromium and mercury, including methyl-mercury. Under normal circumstances, hexavalent chromium, originating from chrome or ferrochrome lignosulphonate drilling muds, is not present in amounts to cause concern because most of it is reduced to the less toxic trivalent chromium by the organic constituents found in drilling muds. Also, a chrome-free lignosulphonate drilling mud is now becoming available for use in drilling operations.

The Panel recommends that only chrome-free lignosulphonate be used for drilling muds in offshore exploratory drilling operations on the west coast.

The only source of mercury in drilling muds is barite. Chevron indicated that large amounts of barite will be used in the drilling mud only if high formation pressure is expected or encountered. Nevertheless, the mercury in barite is not expected to constitute an environmental hazard because it occurs as an insoluble sulphide and is largely biologically unavailable. As a mitigative measure,

Chevron stated that if barite were to be used in its drilling program, every effort would be taken to select a barite source containing the least metallic impurities.

The Panel recommends that the regulatory authority require industry to use only those drilling mud products with low to zero heavy metal content, and that industry routinely sample their supplies to ensure the approved standards are maintained.

The Panel believes that if the proposed coastal exclusion zones are adhered to, drilling will not occur in areas of poor circulation such as in sheltered bays. This, along with the Panel's other recommendations, should ensure that no significant damage to marine biota will occur from the discharge of exploratory drilling wastes to the sea.

The Panel has some concern about the possible use of diesel oil as a "spotting fluid" in water-based drilling muds. A diesel oil spotting fluid is sometimes used to free differentially stuck drill collars. This use could result in several cubic metres of diesel oil being discharged to the sea along with water-based mud discharges. The historical record indicates that such discharges are infrequent and small and, in general, do not constitute a significant environmental hazard although they may result in local, short-term effects. Nevertheless, their use should be avoided, and alternatives to their use are available.

The Panel recommends that, to reduce the need to use oil as a spotting fluid to free stuck drill collars, spiral or straight grooved drill collars be used for all drilling operations.

The Panel recommends that if oil must be used to free collars, mineral oil or another nontoxic type of oil be used.

Oil-Based Drilling Muds

Oil-based drilling muds are sometimes used for special drilling situations and are currently used on a restricted basis in offshore exploratory drilling off the Canadian east coast and in the Beaufort Sea. Oil-based muds offer several advantages over water-based muds including improved protection if producing oil or gas formations are encountered, improved hole stability in formations subject to swelling, better lubrication and penetration rate, and superior hole stability in the drilling of deviated wells. However, oil-based drilling muds have the disadvantage of being more harmful to the environment than water-based muds.

Although Chevron does not intend to use oil-based muds for drilling in the Queen Charlotte Sound — Hecate Strait area, the Panel realizes that in certain drilling situations their use may be requested. Current regulations in Canada prohibit the marine disposal of diesel oil-based muds, and require a closed mud system if oil-based muds are used. However, formation cuttings contaminated with oil from oil-based muds can be discharged directly to the sea and some intervenors were concerned about possible harmful effects of this practice.

The Panel believes that oil-based drilling muds should not be used on the west coast except in circumstances where their use would have clear and significant advantages. Furthermore, the Panel believes that if oil-based drilling muds are to be used, mineral oil-based muds would minimize negative effects should these muds be accidentally released to the environment.

The Panel recommends, under special circumstances requiring the use of oil-based drilling muds, that:

1. **only mineral oil-based muds be used;**
2. **a closed system be used in which no oil-based drilling muds are released into the sea; and**
3. **the amount of oil adhering to the cuttings be minimized by jet washing at the shale shaker and by collecting the oil.**

Minor Spills

Offshore drilling operations require the transportation of supplies from the shorebase to the drill unit. These supplies include fuels, lubricants, drilling fluid additives, chemicals, cement, food and other materials and supplies. Spills could occur during the transfer of these supplies from the shorebase to supply vessel or from the supply vessel to the drill rig. The effects of these spills would depend on the volume and nature of the substance spilled and the presence of vulnerable marine species. In general, spills in the open sea should be less hazardous than spills in sheltered areas, such as bays and inlets and the shorebase site. Open sea spills should dilute quickly and not leave persistent concentrations. However, fish, birds or marine mammals could be harmed if they are present when the spill occurs and if the spill contains a toxic substance.

> *"I guess my concern is not the big oil spills, or the big things that might be happening. It's the small things, like what kind of chemicals ... in your drilling operations, and the small spills, they would be more dangerous to the young salmon as it's going out to the ocean." (Clarence Martin, Waglisla, November 1984)*

The Panel recognizes that there is always a potential for relatively small spills of fuels and drilling supplies to occur. However, if these spills take place well offshore and away from sensitive areas, it is unlikely that they would cause major environmental damage. **The Panel believes that if industry has spill prevention and cleanup equipment on hand during all toxic substance transfers and if government regulations concerning such activities are followed, the risk to the environment will be minimal.**

Underwater Noise

Noise from drill rigs and support vessels is unavoidable in exploratory drilling and support operations.

Since marine mammals depend on vocalization and hearing for communication, locating prey and orienting themselves, concerns were expressed that noise from the drill rig or supply vessels could cause them to alter their behaviour or distribution.

Drill rig platform noises are loud, but they do not transmit readily into the water. The resulting underwater noise is judged to be less than that produced by regular shipping traffic or fishing boats. **The Panel concludes that the effects of underwater noise from the drill rig and support operations on marine mammals will be minimal.**

Several intervenors raised the possibillity of underwater noise affecting herring spawn. **The Panel believes that, if the recommended coastal exclusion zones are adhered to, the impact of underwater noise on herring spawn will be negligible.**

Airborne Noise

Some intervenors expressed concern that aircraft noise would have a greater effect on birds and some marine mammals than drilling operations and supply vessel traffic. Birds are most susceptible to aircraft noise particularly from helicopters near breeding areas. In Alaska, where most of the observational work has been done to date, cliff nesting seabirds fled en masse from their nesting sites when a helicopter approached within 180-250 m. Such panic can lead to catastrophic losses of eggs and chicks.

On the British Columbia coast, this threat is less significant owing to the relatively small numbers of cliff-nesting seabirds, primarily pelagic cormorants and common murres. Most of British Columbia's seabirds nest in burrows. This presumably buffers the intensity of the aircraft noise, but no direct observations have been made, and no systematic observations have been made of burrow-nesting seabirds either leaving or remaining in their burrows because of aircraft disturbance.

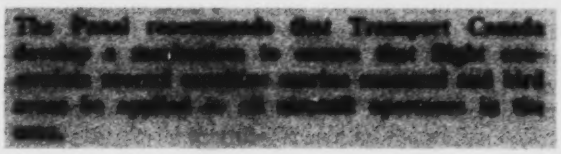
Whales, seals and sea lions also show disturbance responses to airborne noise. Although knowledge is sparse in this area, overflights seem to disturb marine mammals less than circling and repeated flights. The degree of habituation of mammals to airborne noise is largely unknown. Seals and sea lions are especially vulnerable to disturbance during pupping. When disturbed by low flying aircraft, harbour seals will vacate beaches leaving pups behind and will often fail to return to the same part of the beach. This can result in high pup mortality.

The Panel concludes that airborne noise, particularly from helicopters, could have a significant impact on breeding and nesting birds and on some marine mammals.

The Panel suggests that these guidelines should be similar to those presently in use in the Beaufort Sea, and include the following major points:

- —sensitive bird, seal and sea lion areas such as feeding and breeding locations should be mapped and critical seasons noted;
- —major bird flight paths should be mapped so that helicopters and other aircraft can avoid these areas as much as possible;
- —an aircraft exclusion zone with vertical and horizontal boundaries of at least 500 m from the sensitive areas should be maintained; and
- —shorebases that generate aircraft noise (i.e. seaplane bases or helicopter pads) should be located away from biologically sensitive areas.

The Panel believes it would be unreasonable to limit aircraft constraints only to the oil and gas industry.



Drill Rig Lights

Several intervenors expressed concern over the possibility of bird kills caused by attraction to drill rig lights. Lights from various types of man-made structures are known to attract and confuse birds. In North America alone, millions of land birds reportedly die annually from

collisions with lights. The problem appears to be most acute during overcast skies when the celestial navigational cues for migrating birds are obscured.

Most of the one to two million seabirds found along the west coast are nocturnal, remaining on the ocean during daylight and flying to and from their burrows during twilight and darkness hours. Of these, alcids and petrels are known to be attracted to artificial lighting at night and the early Haida used to catch sea birds by attracting them with large bonfires. A number of studies have dealt with seabird mortality associated with ships and lighthouses, but few directly implicate offshore drill rigs. No formal studies have been conducted in the region.

In view of the uncertainty about the effects of rig lights on birds and the absence of firm evidence applicable to the west coast, the Panel concludes that there is a potential for bird kills to occur as a result of their attraction to rig lights and that some species on the west coast may be particularly susceptible because of their nocturnal habits. Impacts might be mitigated by shielding rig lights and by using blue light or strobe lights, providing these measures meet government safety lighting and navigational requirements, and satisfy operational requirements.

Drilling Unit at night

[illegible]

Shorebases

A shorebase facility will be required to support offshore exploration. Possible environmental impacts from shorebases could include disturbances from air and marine traffic and accidental spills. **However, the Panel concludes that as long as industrial zoned areas are used and good environmental design requirements are complied with, significant environmental effects are unlikely.**

[illegible]

Seabed Obstructions

After drilling has been completed, the Canada Oil and Gas Lands Administration Drilling Regulations require the seabed to be cleared of any material that could interfere with other marine users, and the Fisheries Act prohibits dumping of any debris on the sea floor.

Current Canada Oil and Gas Lands Administration regulations also require that the wellhead be cut at least one metre below the mud line. This requirement appears to be based on the assumption that the seabottom everywhere is relatively stable and not subject to scour or erosion. Chevron's Initial Environmental Evaluation and anecdotal information provided at the hearings indicated that sediment could be moved by current scour, particularly over shallow banks in Queen Charlotte Sound.

The Panel concludes that the wellhead cut-off distance below the mud line should depend on the potential for long-term sediment removal at any particular drill site.

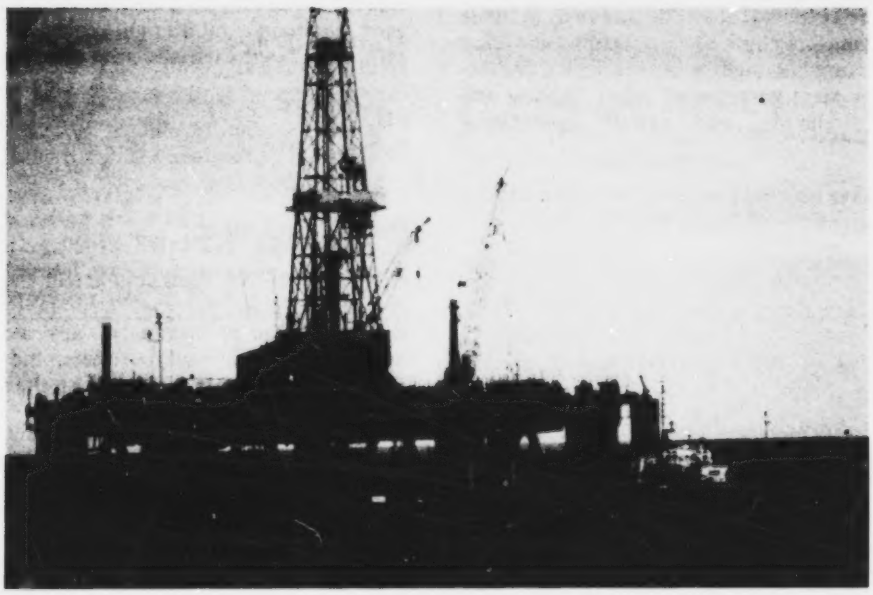
[illegible]

Exploration Operations and Shipping

Marine traffic in the region is relatively heavy and includes deep sea traffic from Prince Rupert and Kitimat through Dixon Entrance and Hecate Strait and coastal traffic consisting of tugs, barges, ferries, cruise ships, freighters, fishing boats and recreation vessels. This marine traffic is expected to increase as Prince Rupert port facilities grow.

The increased traffic, in a region noted for its severe weather and poor visibility, will increase the possibility of collisions with fixed drilling units. At the present time, the Canadian Coast guard does not have in place a marine traffic management system for the exploration region.

The Panel recommends that the Canadian Coast Guard closely monitor any increase in ship traffic and, if and when offshore drilling is approved, develop and enforce the use of a marine traffic management system in the region.



Semi-submersible drilling unit

7. SOCIO-ECONOMIC EFFECTS OF ROUTINE OPERATIONS

As a new industrial activity on the British Columbia north coast, offshore exploration could have both positive and negative socio-economic effects on area residents. This section considers these effects.

During the first years of exploration activity, the pace of drilling activity is uncertain and its level varies from year to year.

In evaluating possible socio-economic effects of exploration, the Panel has considered the full period from initial exploration through delineation. During the early stages of an exploration program such as Chevron proposes, socio-economic effects would be minor. However, they could intensify as exploration increases. It is also possible that exploration activities could cease entirely if drilling results were not promising. The Panel has considered both possibilities.

In developing its conclusions and recommendations, the Panel operated from four basic principles:

(i) existing social structure, culture, lifestyle and traditional authority within communities should be supported;

(ii) adverse effects such as social disruption, inflation, and boom and bust cycles should be minimized or avoided;

(iii) local benefits associated with exploration, such as employment and business opportunities, should be maximized; and

(iv) a decision-making role should be provided for area residents in the management of offshore petroleum exploration.

MANAGING SOCIO-ECONOMIC EFFECTS

Intervenors expressed concern about the socio-economic effects which might result from offshore exploration. Area residents clearly perceived that this activity could bring large changes in their way of life. Some residents saw these changes as positive, through the stimulation of economic development and its potential for job creation and business opportunities. Others saw these changes as negative.

VULNERABILITY TO SOCIO-ECONOMIC EFFECTS

Many coastal communities have a limited range of economic opportunities and incomes fluctuate widely from year to year. Unemployment levels are high. While the area has witnessed the emergence and decline of many site-specific resource developments, there is relatively little experience with major area-wide activities such as offshore petroleum operations.

Residents of the region are vulnerable to environmental impacts. The lifestyle, culture, economy and social structure of the region is based mainly on its marine resources, particularly commercial fishing, domestic harvesting of marine resources, sport fishing and outdoor recreation. Added to these could be further development of tourism and mariculture which depend upon a clean and unpolluted natural environment. Residents are concerned that major damage to this environment would be inevitable if oil and gas exploration were to take place, and would affect their lifestyle, health, livelihood and the survival of communities with long standing cultural traditions.

Many residents were attracted to and remain in the region because of its wilderness character. Outdoor recreation is an important amenity for them. Most outdoor recreation activities in the region occur in the nearshore areas and along the shoreline where the abundance of birds, fish and marine mammals is important to the wilderness experience.

A perceived lack of influence in decisions affecting the area also contributes to a feeling of vulnerability on the part of many residents. Many people in the region argued that major resource decisions affecting them had been made in the past without their participation.

The Panel believes that means must be found to ensure that area residents have an effective role in decisions relating to the management of offshore exploration and its possible effects.

> *"The archaeological record of this area shows, one, a continual successful reliance upon sea resources; and two, the little ghost settlements littered all over the place of people who have tried to make their living through other means, homesteading, and raising a few cattle, or growing vegetables in the back garden; it doesn't work. So, really, it's only the fishing industry that makes sense here."*
> *(Jennifer Carpenter, Heiltsuk Band, Waglisla, September 1985)*

"It's our very deep concern in our village about the way that things are going now. Our life has been taken over by a higher power. We're not able to make our own decisions." (Marina Jones, Masset, November 1984)

MONITORING AND SOCIO-ECONOMIC PROGRAMS

The socio-economic effects of offshore hydrocarbon exploration, such as employment and business opportunities, would increase as the level of exploration activity expands. However, the distribution and intensity of these effects could vary significantly among the communities of the region. Proximity to the area of activity, the availability of local skills, and the existence of alternate employment will determine the nature and extent of these effects.

A major concern expressed throughout the hearings was the unknown and unexpected cumulative effects of resource development activities within this region. Many participants felt that offshore oil and gas exploration, particularly during the early years, may not in itself have many negative effects. It could, however, in combination with other activities that would take place within the same region over a period of time, contribute to more significant cumulative effects.

Since area residents will experience the socio-economic effects of offshore exploration, they are the most authoritative source of information about these effects and their positive or negative influence on communities. During the hearings, participants expressed the view that socio-economic information about their communities collected by outside agencies was either inaccurate or incomplete. It, therefore, seems appropriate that communities be assigned the major role in monitoring the socio-economic effects of offshore exploration and designing appropriate measures to mitigate or control these effects.

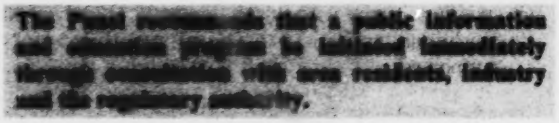
The ability of communities to monitor socio-economic effects and respond to major changes will be influenced by the level of resources available to them. However, at the present time, communities within the region lack these resources.

The Panel concludes that to adequately understand the socio-economic effects which might arise from offshore exploration activities, these effects must be monitored and communities should play the major role in the monitoring program.

The Panel also concludes that some assistance must be provided to communities to undertake this important function.

EXPECTATIONS

Whether expected changes occur or not, the perceptions of residents will have an effect on their actions. If these perceptions are too optimistic, residents may prematurely train for jobs or invest in business ventures. If they are too pessimistic, they may over react to small changes or live in anxiety about changes which never happen. By providing information on current and proposed activities of the petroleum industry, residents would be able to realistically adjust their expectations and plans. **The Panel concludes that public information and education programs are essential prior to, and during, offshore exploration activities.**



". . . well, I would like to see a lot more local involvement. We have lifetimes of experience in our own area and I think that a lot more, you know, information could be gathered at the local level, for one thing . . ." (Lynn Hill, Hartley Bay, November 1984)

". . . I strongly oppose any drilling, anywhere near where I live, far away or near. I strongly oppose it, just for the simple reason I made a statement here, I'm scared, I don't know what I'm going to get into . . . " (Ernest Jackson, Kitkatla, November 1984)

"We are anxious . . . to ensure that the people of the area get the right information rather than the wrong information. And I believe we are committed at this point to a very open communication with all levels of public throughout the entire program." (Pat Haines, Chevron, Alert Bay, September 1985)

REGIONAL ECONOMIC BENEFITS

Some participants were optimistic that offshore hydrocarbon exploration could result in an important diversification and expansion of the north coast economy. However, intervenors stated that exploration activities should not be carried out in a way which might jeopardize current and future renewable resource development activities.

Under existing Canada Oil and Gas Lands Administration procedures, a Canada Benefits Plan forms part of an Exploration Agreement with an operator. Under this Plan, the operator is encouraged to meet certain targets for Canadian, but not necessarily local, employment and purchasing. The British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources endorsed the principle of maximizing local economic benefits.

The Panel concludes that although some long-term benefits might follow from expanded exploration, the employment and business opportunities during initial exploration would be few and short-term in nature. Most of these benefits would accrue to the shorebase community. As exploration expands, regional economic benefits would likely increase and securing local economic benefits would become a priority. Further, government and industry should ensure that area residents have a realistic understanding of the limited economic opportunities of an initial, small scale exploration program.

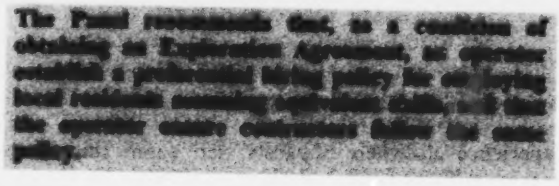
"Offshore exploration and development must be conducted in a way that recognizes the economic importance and the need to preserve and protect other economic activities such as commercial fishing and tourism." (Alderman Detlef Beck, District of Kitimat, Kitimat, September 1985)

EMPLOYMENT

Some local residents expressed interest in exploration-related employment opportunities. They stressed the need for employment given the present high unemployment rates on the north coast and the limited alternative sources of employment. However, it is clear that only subsequent to a commercial discovery would a number of additional jobs of a permanent nature be created.

Typically, exploration activities are handled by contractors who bring in equipment and their own highly trained crews. Nevertheless, some jobs at the shorebase, on supply boats or on the drilling unit would be unskilled or entry level positions which could be filled by local residents. There could also be some additional employment with local businesses involved in supplying goods and services to the exploration operations. Chevron estimates the total direct, indirect and induced employment during initial exploration would be no more than 50 person-years, mostly in the form of temporary jobs. In addition, it is unclear whether Chevron or its contractors would give preference to local residents for available jobs.

The Panel concludes that, as a basic principle, local employment benefits should be maximized. On this basis, the Panel believes it is essential that government and industry find ways to ensure that area residents have priority for exploration-related jobs.



". . . I think there shouldn't be unrealistic expectations of the employment opportunities, and certainly not so in the areas of special skills, unless people are already in the area with those skills". (Bob Durie, MEMPR, Victoria, October 1985)

"The Canada Oil and Gas Lands Administration asks that a certain portion of the workforce and a certain portion of the monies be Canadian or from Canada. We do not demand they come from any special region, but we suggest that they hire locally, and many of the companies have worked out excellent programs to so do." (Bob Hornal, COGLA, Alert Bay, September 1985)

Training

Some residents suggested that training should be available to enable local residents to compete for employment. However, given the few unskilled, entry-level jobs available and the uncertainty and limited scale of Chevron's initial exploration program, it would not be advisable at this time for local residents to train for skilled career jobs in the offshore petroleum industry.

However, the number and duration of jobs could increase for local residents if promising drilling results lead to expanded exploration. Various industry training courses are available for petroleum-related jobs and some training can be accomplished on-the-job. In addition, certain programs, such as Marine Emergency Duties Training, could be incorporated into existing community or technical college programs in British Columbia.

The Panel recommends that government and industry review existing training programs, and if exploration activity is expanded, implement training to enable local residents to qualify for offshore petroleum-related jobs.

Competition for Skilled Workers

Experience elsewhere suggests that some shortages of workers with particular skills or trades could develop if employees of local businesses are hired for exploration-related work. This is particularly true where the exploration activities coincide with the prime seasons for local industries such as fishing, forestry and tourism. However, it seems unlikely that this problem would develop during the initial exploration period. The limited number of temporary, unskilled jobs created by offshore exploration would probably not be attractive to those who already have full time employment in skilled trades. However, if exploration expands, competition for certain skilled trades could occur.

Traditional Lifestyles

During an expanded exploration phase, employment opportunities might be available to local residents of the smaller communities in the region. Offshore petroleum workers usually work for several weeks, followed by several weeks off. In northern Canada, the oil industry has been successful in allowing people to supplement traditional resource harvesting with employment income by measures such as local training programs, on-the-job training, job sharing and flexible work schedules.

The Panel recommends that industry, in an expanded exploration program, develop programs in consultation with area residents that would enable them to pursue, as far as possible, traditional activities while employed in offshore exploration.

LOCAL PURCHASING

Purchasing goods and services to support offshore exploration would begin during seismic exploration and increase as exploration activities expand. However, during the initial small-scale exploration program proposed by Chevron, local purchases of goods and services would be limited. Local businesses could supply accommodation, food and ground transportation for crews during work crew changes and supply food to the crews of the drilling unit, vessels and shorebase. They could supply industrial materials such as fuels, lubricants and drilling supplies to exploration contractors. It is also possible that they could operate supply vessels, work boats and helicopters.

Businesses within the region were interested in obtaining contracts to supply offshore activities, but were concerned that local suppliers might be overlooked or unable to compete with experienced world-wide suppliers. They suggested that local suppliers be given preference in the awarding of supply contracts.

The Panel concludes that in keeping with the principle of maximizing benefits to local residents, every effort should be made to facilitate participation by local businesses in supplying goods and services.

The Panel recommends that, as a condition of obtaining an Exploration Agreement, an operator establish policies giving preference to local suppliers of goods and services, and that the operator ensure contractors follow the same policy.

COMMUNITY EFFECTS

The initial few years of exploration should not result in significant change in size, composition or distribution of the population within the region since offshore exploration would depend mainly on non-resident workers who

are transported out of the area when their duty tour is completed. However, as exploration expands, there could be some changes in population which could lead to increased demands on community services and infrastructure, particularly in the shorebase community.

COMMUNITY SERVICES

Offshore exploration is one of several developments completed, underway or proposed for the area such as the LNG terminal, grain terminal, northeast and northwest coal. These projects affect primarily the Prince Rupert area. Some participants indicated that, as a result of these developments, unskilled youth have moved to the Prince Rupert area in the hope of finding work. Many are unemployed and this has increased the demands on local social assistance agencies. Relative high unemployment rates across British Columbia, combined with unrealistic employment expectations related to offshore exploration, could lead more people to move to Prince Rupert. In other regions where major resource developments have taken place, public information programs and hiring policies have been designed to discourage this phenomenon. Communities should monitor inmigration and, in cooperation with government and industry, institute similar programs and policies as required.

There could also be some redistribution of population within the region, especially in response to expanded exploration. Young people might move from smaller coastal communities to the shorebase community to take jobs with industry. This could result in the loss of population, and reduce the funding available for infrastructure and services in these communities, ultimately effecting their social stability and viability. Communities should monitor these movements, and if necessary, develop strategies for mitigating their effects, in cooperation with government and industry.

INFRASTRUCTURE

Chevron indicated that Prince Rupert should have adequate facilities to meet its dock, warehousing and yard requirements. In addition, exploratory drilling operations might require a number of local services, including water supply, wastewater treatment, solid waste disposal, disposal of drilling wastes, and road, rail and air transportation. However, should exploration lead to development, the supply base and terminal would doubtlessly be reestablished elsewhere on the coast. Production shorebases are usually established in conjunction with a pipeline landfall, terminal and administrative headquarters.

Port Simpson

". . . would the smaller centers then have to lose population to the urban centers where the only employment would be created, and would that in fact not make them less viable? You need a certain number of people to maintain a school, to maintain the services that make this a viable community, and it's not a community only . . ." (M. Anderson, Hartley Bay, November 1984)

The demands on community services and infrastructure of the shorebase community during exploration should be minor. Chevron stated that most of its exploration workforce would not live at the shorebase community, so there would be few additional demands for community services during exploration. There could be an occasional demand for hospital services for crew injuries, a few demands on community services if workers remain in the shorebase community between shifts and some increased demands on the Prince Rupert airport to transport exploration workers home.

Demands on the infrastructure and services of other communities would be negligible. Port Hardy and Sandspit, as possible emergency helicopter landing sites, might require some upgrading of their facilities. In addition, there might be sites along the coast where oil spill cleanup equipment would be stored. The operator would likely be required to provide the necessary services for these sites.

East side Graham Is, Queen Charlotte Islands

8. HYDROCARBON BLOWOUTS

Public concern during the review was most intense with regard to the possibility of a major oil blowout. The Panel acknowledges this concern, and agrees that the impacts from such an accident would pose the greatest potential environmental threat associated with offshore exploration for oil and gas.

In this section, the Panel discusses the causes of blowouts, the technology used to prevent them and the incidence and probabilities of blowouts. Recommendations are designed to reduce occurrence and mitigate impacts.

WELL CONTROL TECHNOLOGY

Well control is achieved by the weighted column of in-hole drilling mud. If mud column control deteriorates, threatening a blowout, the blowout preventer stack mounted on the wellhead at the seabed provides a fall-back level of protection.

THE MUD SYSTEM

If sufficient pressure is not maintained on a porous and permeable formation being drilled, the pressured fluid it contains (gas, oil or water combinations) will enter the well bore and flow to the surface. The normal method of maintaining control pressure is to provide a full column of mud in the well bore to exert sufficient excess pressure at the formation face. This overbalances the natural pressure in the formation and holds any fluids within that formation in place. Drilling muds can range in specific gravity and composition from almost water right up to very heavy mud with a specific gravity of 2.0 or more. Drilling mud contains bentonite in colloidal suspension plus weighting material such as barite, and other additives for particular properties.

Loss of overbalancing pressure from a column of drilling mud can occur in one of two ways.

First, the bit can penetrate an unexpectedly high-pressure, porous and permeable formation, the fluids from which can lift the mud column, expelling it from the hole. This is a rare phenomenon, since even in virgin exploration areas, pressure characteristics are generally well known from the regional geology, and drilling muds and casing programs are designed accordingly. Certainly on the west coast, regional formation pressure characteristics are well known, and mud and casing programs would be tailored for these characteristics. If loss of control is threatened due to higher than anticipated pressure in the formation being drilled, extra weight would be added to the mud to counter that pressure.

Beach cleanup, Alert Bay spill

"to stand there in the almost dark of the early morning and see this black horror just silently coming in, everybody's busy about the early morning duties, nobody aware of that horror that was slowly, quietly washing right in. And it was relentless, you can't stop it when it comes, the tide just brings it in. And it spreads and spreads and spreads, and it's a horror, but it worried me, was what I saw afterwards, what was washed up afterwards, the dead and the sea birds." (Dorothy Shuker, Alert Bay, November 1984)

Loss of overbalancing pressure can also occur if the bit penetrates a low pressure "leak" or "thief" zone, which carries the mud away into the formation. Loss of circulation occurs as annular mud stops returning to the surface. Column pressure is reduced allowing higher pressure hydrocarbon fluids from other zones into the well bore and up the hole, lifting the remaining mud out. If the mud volume is being lost to a thief zone, the zone can be sealed by circulating additives in the mud such as walnut shells, shredded tires, or grain husks. The column is then built back up to prior volume, properties and required weight.

Even if the column is lifted out of the hole, this does not necessarily spell disaster.

THE BLOWOUT PREVENTER STACK

Should the mud system fail to maintain sufficient overpressure to contain the flow of hydrocarbons into the well, the blowout preventer (BOP) stack affords a further line of defence. The blowout preventer stack is mounted onto the smallest casing at the wellhead on the sea floor.

Preventers are designed to afford either an annular or open hole seal. Once closed, they are designed to withstand all subsequent hole pressure. They are controlled from the floor of the drilling unit by the driller actuating high hydraulic pressures through small pipes to the stack. A complete, redundant set of actuation equipment is provided for safety. BOP assembly and operation is described in greater detail in Section 6.

If a blowout occurs and control cannot be regained through use of BOP's and mud, well blowout specialists may be needed to implement special procedures or to install special equipment which may aid in reducing the flow, or in killing the well. In certain circumstances, control of wells may be regained when the well bore becomes naturally clogged or "bridged" by debris or rock. If all other means fail, it will be necessary to drill a relief well.

RELIEF WELLS

Since the exact trace of the exploratory well is always carefully surveyed for depth and position, it is possible to bring in a completely equipped drilling unit from elsewhere, place it in a safe position near the blowing well, and by directional drilling, drill a new hole that will intersect the original well at or near its entry into the high pressure blowing formation. Heavy mud and cement can then be injected through the relief well to kill the blowing well. Relief wells take considerably more time to drill than the original well.

Chevron stated it would take 7 to 14 days to mobilize a relief well drilling unit and to get it into place, depending on immediate availability and an average transit speed of 5 to 6 knots.

The Panel believes that formal arrangements must be in place to guarantee that a relief well drilling unit is available and can be positioned at a blowout site within a set period of days.

The Panel recommends that the regulatory authority not approve the drilling of any exploratory well until the operator has proven that formal arrangements are in place to bring in a relief well drilling unit to a blowout site and begin drilling a relief well within 14 days of a decision to mobilize, regardless of inclement weather or other inhibiting factors. The arrangements to start mobilizing a relief well unit are to be put into action within 48 hours of the start of a blowout.

INCIDENCE AND PROBABILITY

Major well blowouts are rare events. Thousands of wells have been drilled offshore in all parts of the world for exploratory, delineation and development purposes. Statistical incidence of oil blowouts in all types of wells is approximately 1 in 3,000. When they do occur, the volumes of oil released are usually small.

Blowouts occur because of human failure or human induced equipment failure. As previously described, modern drilling equipment is designed with back-up safety systems and significant safety margins. Equipment failure usually occurs because of improper installation, inspection, maintenance or use.

Studies confirm that most blowouts occur because of human failure. They are usually caused by human hands doing the wrong thing either inadvertently or in panic, by human minds not planning adequately or competently, or by human beings taking unacceptable chances through laziness or complacency. In itself, equipment rarely fails. Sometimes personnel are poorly trained or selected, or lack the experience, knowledge or aptitude to respond appropriately to risks or to install, operate or maintain equipment effectively. Management and supervision, or the enforcement of government regulations, may be inadequate.

The Panel concludes that the possibility of a blowout can best be reduced by paying strict attention to the training, experience and competence of operators and regulators, and by using the best and latest equipment. Because of the gravity of a major accident, the regulatory authority should not assume that operators and drilling personnel are adequately trained and experienced, or that equipment is installed and used properly.

The Panel recommends that, before exploratory drilling begins, the regulatory authority take steps to:

1. **directly assess the experience, training, testing, and supervisory capabilities of drilling personnel;**
2. **ensure the best quality equipment, meeting the toughest standards of design, is used in all drilling and well-control operations;**
3. **develop effective surveillance, inspection and enforcement programs and practices related to well control, and ensure that these programs and practices are carried out in a thorough and timely manner; and**
4. **ensure that programs include frequent, unannounced inspections and exercises to ensure that appropriate drilling procedures, standards and regulations are being met, and to verify that drilling personnel and equipment are prepared for responding to drilling emergencies and blowouts.**

GAS CONDENSATE BLOWOUTS

Although not as heavy as a mud column, an oil column in a well provides some measure of control over producing formations. Pressure is less than a column of water would produce but is nonetheless considerable. In a gas condensate blowout, however, the condensate is in gaseous form and only condenses to a liquid as its temperature and pressure reduces while rising in the well bore and at the surface. The column in the well, of mainly gas, exerts essentially no pressure on the producing formation. A gas condensate blowout, therefore, without column back pressure, occurs more suddenly and at a much faster rate than an oil blowout.

The liquids condensing are invariably very light alkane and aromatic hydrocarbon compounds. While these products are highly toxic to certain biota, they evaporate quickly. If the gas and liquids contain hydrogen sulphide, the resulting "sour gas" would be highly toxic to all forms of life, and it is possible that the gas condensate outflow would have to be ignited. Other than this difference, an oil blowout (with gas) and a gas blowout (with condensate) are similar, particularly in terms of controlling and killing the well. Clearly, however, a gas blowout is far less harmful to the environment than an oil blowout.

TANKER SPILLS

An offshore oil blowout in which large quantities of oil are released into the marine environment clearly has serious consequences. A tanker accident resulting in a major oil spill would also cause tremendous damage. While there can be some similarities between these two types of incidents, there are also important differences, particularly during the initial days of the events. Oil blowouts release unweathered crude oil containing high pressure gas and all light ends. Oil carried by tankers has been partially processed to remove these gas energy light ends. Thus, oil from tanker spills behaves quite differently from fresh oil from a blowout. Oil from an oil well blowout would not produce the same slick thicknesses and concentrated volumes as an oil tanker spill. Oil from a tanker is viscous, slowly spilled and under no pressure, while oil from a blowout is usually ejected at steady rates, under high pressure, deep underwater, and in company with large volumes of gas. This results in turbulent mixing with the water column and thinner, more widespread slicks. Tanker accidents also often occur close to shore in unpredictable locations, whereas blowouts occur at selected well sites usually well offshore.

Because during the first few days of the event, oil from tankers and blowouts behaves differently, the types of environmental effect and the contingency and countermeasure strategies developed for responding to them will differ accordingly.

CASE HISTORIES OF REPRESENTATIVE BLOWOUTS

Only three significant offshore oil well blowouts have occurred: one off California in 1969, one in the North Sea in 1977, and one off Mexico in 1979. The California blowout involved a development well being drilled from a permanent production platform. The North Sea blowout involved a producing well on a permanent production platform. The Mexican blowout occurred during delineation drilling using a semi-submersible. Brief capsule descriptions of these incidents are given in the boxes to illustrate how blowouts can occur and what volumes of oil may be released.

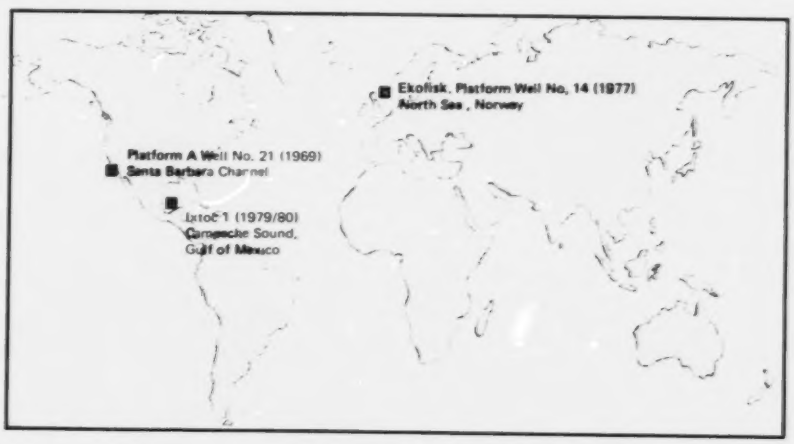


Figure 9: Location of Representative Actual Blowouts

PLATFORM A, WELL NO. 21, SANTA BARBARA CHANNEL, CALIFORNIA, 1969

A routine development well was being drilled off Union Oil Company's permanent Platform A near Carpenteria, California in 57 m of water. The well was at 1044 m depth when a blowout occurred. Conductor casing of 340 mm (13 3/8 in) diameter was cemented at 71 m below the sea floor. Drill pipe was being pulled when a mud and hydrocarbon mist started to flow from the wellhead. The blowout preventer valves were at the platform level, not the sea floor. Blind rams were closed to shear the drill pipe and it dropped into the hole within 15 minutes of the start of the blowout. Pressure was relieved to formations at the sea floor surface around the hole in view of the shallow casing depth, and oil and gas immediately broke out on the sea floor around the well. The dropped drill pipe was fished and reconnected by snubbing under pressure through the blowout preventer stack, and heavy mud injection reduced the flow. When the sea floor bubbles were reduced to almost nothing, the well was cemented. This was on the 12th day after the blowout.

Further seepage occurred thereafter. This seepage was eventually controlled by drilling out cement, reinjecting mud and cement and putting neighbouring wells and the blowout well into production to draw down pressure. However, some seepage occurred for a further four months. About 60,000 barrels were lost in total and a large slick formed. Ten kilometers of shoreline were eventually fouled. The blowout was initially gaseous and eventually mostly oil. A relief well was not necessary and probably not feasible.

This accident occurred during early days of offshore drilling and led to major changes in design and practice. These changes include the use of deeper and improved casing programs.

EKOFISK PLATFORM, WELL NO. 14, EKOFISK FIELD, NORTH SEA, NORWAY, 1977

This producing well was being prepared for repair after a drilling fluid column had been introduced to kill the well. When the well was apparently dead under the mud column, the main producing valve assembly or "Christmas Tree" was removed, and a single pipe ram production BOP installed. The well immediately began to flow oil and gas through the preventer. Unfortunately, rams in the preventer were the wrong size for the pipe quickly introduced into the hole, and the preventer had been installed upside down, hindering kill attempts. Eventually, the well was brought under control eight days after the blowout. The blowout period coincided with adverse weather conditions, which made access to the rig difficult. About 160,000 barrels of oil were sprayed onto the North Sea and little of it was recovered. The operator stated that at least 50% evaporated within 12 hours of the spill. A large slick was formed. A relief well had been planned but was never started.

This accident occurred because of the incorrect use of equipment, including the improper installation of the blowout preventers and the use of wrong sized rams. Response to the blowout was complicated by poor weather conditions.

IXTOC 1, CAMPECHE SOUND, GULF OF MEXICO, MEXICO, 1979-80

The only major oil blowout to occur from a semi-submersible unit drilling an exploratory type delineation well occurred on June 5, 1979. It was an exceptional occurrence, being by far the worst ever marine oil blowout. It was not brought under final control until March 25, 1980.

The SEDCO 135F semi-submersible drilling unit was drilling on June 3 at 3,657 m with 244 mm (9 5/8") production casing cemented at 3,627 m. The blowout preventer stack was in place on the sea floor in 52 m of water. Drilling fluid circulation was suddenly and totally lost and two days were spent in carefully trying to regain it with appropriate drilling fluid materials.

At this time, the drillstring was pulled, but when drill collars had been brought to BOP level, flow began. Bag-type preventers were closed around the collars, flow increased inside the collars, and the collars started rising from the well. Shearing of the thick-walled collars proved impossible; the flow ignited and the crew was evacuated. All of the standard drilling equipment collapsed; the drilling unit was pulled off and scuttled, but fortunately the blowout preventer stack remained intact on the seabed. A large fire continued to burn on the sea surface and reduced the volume of escaping oil.

A 60% water, 40% oil emulsion formed within 150 m of the fire. A one-kilometer wide band of oil, 1 to 3 mm thick extended 2 km downwind of the fire. About 30% of the oil was burned off. By June 12 a slick 180 km long and 80 km wide had formed and was moving west.

By June 26, some success had been achieved in actuating preventer valves when divers were able to attach some hydraulic hoses to the BOP's. A reduction in flow was achieved, but fluids immediately broke out around the wellhead on the ocean floor. It is believed that this happened because the string of cemented production casing may have ruptured at a shallow depth.

At this time, relief well drilling began. Concurrently, other methods of control were attempted to kill the blowing well. These resulted in a reduction in flow from 30,000 to 10,000 barrels per day. However, once fluid had broken out around the wellhead the only really positive method of control was a relief well.

Two relief wells were drilled, the second being successful. Drilling began on July 2 and the blowing well was intersected on November 20, 1979. After a long period of fluid injection into the relief well, Ixtoc 1 was finally brought under control on March 17, 1980. It was plugged and abandoned on March 25, 1980.

A total of 281 days elapsed from start to finish. An estimated 3.5 million barrels of oil were released to the sea.

Improper use of ram preventers and total reliance on bag preventers could have triggered this very serious disaster. Pipe rams are not designed to close off on drill collars and will not shear them, and fallback equipment was inadequate to provide a seal.

9. THE FATE AND EFFECTS OF OIL IN THE MARINE ENVIRONMENT

This section considers the patterns of movement and decay of oil slicks, the effects of oil on west coast marine life, including salmon, herring, groundfish, shellfish, birds and mammals, and the socio-economic effects of a blowout.

THE BEHAVIOUR OF OIL RELEASED BY BLOWOUTS

The behaviour of oil in the marine environment affects the nature of biological impacts resulting from an oil blowout. It also affects the success of countermeasure strategies and contingency plans.

When oil is released to the sea it undergoes complex physical and chemical changes such as spreading, evaporation, dissolution, dispersion, degradation and emulsion formation. The rate at which these processes occur depends on the type of oil and on the environment in which the blowout occurs.

TYPES OF OIL

Crude oil is composed of numerous complex hydrocarbon compounds of differing molecular weights and structures ranging from a light gas (methane) to heavy solids. Each crude oil varies in physical and chemical properties such as specific gravity, surface tension, viscosity, pour point, flash point and solubility.

Consequently, slicks of different oil types vary in their tendency to spread, move about, evaporate, dissolve, emulsify, oxidize and biodegrade. These characteristics determine the biological effects of the oil slick and influence the planning of countermeasures.

Chevron stated it is impossible to predict what type of oil might be found on the west coast in advance of a discovery. Therefore, the behaviour and fate of oil from a blowout occuring in the north coast region would be unpredictable.

INFLUENCES OF THE MARINE ENVIRONMENT

The spreading and movement of oil slicks is strongly influenced by surface water movement. On the west coast, surface water movement is affected by weather systems and storms from the north Pacific, which have a high incidence of gale force winds and high seastates. It is also affected by large tidal ranges, strong tidal currents and irregular coastlines.

Air and water temperatures, water salinity and sediment loads also determine the physical and chemical behaviour of oil. For example, crude oil becomes more viscous and evaporates more slowly in colder water. This will affect its spreading and toxicity as well as the penetration of oil into shoreline sediments.

CONCENTRATIONS OF OIL IN THE WATER COLUMN

The effects of crude oil on fish, birds, marine mammals and other marine species depend on the concentrations of the oil in the water column after a blowout. Concentration depends on the type of oil and the chemical and physical processes that weather and degrade it.

Chevron stated that a blowout would produce a flow of hydrocarbons that would break into patches and become weathered within a few hours. The light hydrocarbon fractions would quickly evaporate or dissolve in the water column, rapidly reducing the toxicity of the oil. Chevron stated that slicks formed by a blowout would be very thin, averaging about 0.1 mm at 1 km from the blowout site, depending on the viscosity of the oil and confining shorelines.

Chevron cited experiments where concentrations of oil in the water column were measured before and after application of dispersants. Concentrations of one to two parts per million were measured in the water column. When dispersants were applied to disperse oil from the surface into the water column, the highest concentrations measured in the water column were 40 parts per million.

Chevron's position was disputed by other participants. The Department of Fisheries and Oceans argued that turbulent mixing and dispersion of oil could result in high concentrations in the water column of minute hydrocarbon globules consisting of mostly unweathered hydrocarbons. The Department also questioned Chevron's information about observed slick thicknesses and oil concentrations in water after a blowout.

From the information presented to the Panel, there is clearly little agreement on slick thicknesses or on the concentrations of oil in the water column that would result from a blowout.

> *"Depending on the type of oil and the ambient conditions, 25 to 75 percent of the crude oil typically evaporates within the first 12 to 48 hours." (Ted Spearing, Chevron, Victoria, October 1985)*

"... evaporation from oil is an exponential type function, which means if you lose 25 per cent in the first 24 hours, you're losing around nine per cent in the next 24 hours, and onwards down. So ultimately you would only lose relatively around 30, 40 per cent, right down to let's say one month." (Kim Roberts, Kwakiutl District Council, Vancouver, November 1985)

EMULSIONS

Some participants were concerned about the possible formation of water-in-oil emulsions, or "mousses." Mousses form as a result of the turbulent mixing of certain types of relatively high viscosity and high specific gravity oil into the water column. The turbulence can result from heavy wave action or from the gas flowing in the blowout plume, especially in shallow water.

Mousses can be very stable and may persist for months or years after a spill. The light ends of oil trapped within mousses do not evaporate readily. Mousses resist weathering and can drift long distances while retaining their toxicity. The Department of Fisheries and Oceans reported that mousses in layers up to one metre thick formed during the Ixtoc I blowout in the Gulf of Mexico, and drifted for several weeks before stranding on beaches over 500 miles away in south Texas.

On reaching the shore, mousses tend to pick up sand and debris and, once the water in them evaporates, they form lumps of tar which resist further weathering. Concern was raised that these tar lumps could result in the slow release of toxic oil over several years.

SINKING AND SEDIMENTATION

Unweathered crude oil is less dense than water and will float. However, as the lighter fractions evaporate and the oil is weathered, its density increases. After considerable weathering, some residual oils may sink below the sea surface. This is more likely to occur if the weathered oil adsorbs heavy particulate material in the water such as silt or clay, or if the slick spreads from denser sea water to less dense fresh water. Concern was expressed that sunken oil may poison, smother or displace seabottom and intertidal organisms.

STRANDING ON SHORES

The biological importance of shorelines and nearshore waters is particularly high because of the concentrations of juvenile salmon, herring roe, shellfish, birds and marine mammals. At the same time, oil tends to collect in higher concentrations on shorelines than open water because further movement and dispersion is impeded by the shore itself.

The effects of oil on the nearshore ecosystem depends on the type of oil and the degree of weathering it has undergone. Generally, a slick is less damaging the longer it has been at sea. Highly weathered oil may come ashore as individual tar balls, whereas fresh oil may coat the entire intertidal zone.

The effects of oil on shorelines also depend on the type of shoreline. Shores exposed to high wave energy usually do not retain oil for long. Wave and tidal action disperse the oil, allowing it to weather and biodegrade faster. On the other hand, sheltered areas such as bays, inlets, lagoons, marshes and pocket beaches retain oil longer due to the lower wave energy. In these cases, oil may be retained for years.

If the shores are steep, intertidal zones are relatively narrow. A broad intertidal zone with tidal pools may retain oil longer. If oil comes in on a high tide, it may be deposited where it can only be reached by the next high tide.

The material making up the shore also affects oil retention. Oil penetrates some materials more quickly than others, influenced by the viscosity of the oil, temperature, the permeability of the beach material and other factors. On exposed sandy beaches, for example, oil may be mixed into the substrate where it retains its toxicity and resists further weathering.

BIOPHYSICAL EFFECTS OF A BLOWOUT

In considering the effects of oil on fish, shellfish, birds and marine mammals, the Panel recognizes that research on these effects is incomplete. Oil in sea water has different effects on different species. Not all of these effects have been identified. In addition, individual species are often related to each other within the marine ecosystem in complex, poorly understood ways. As a result, an effect on one species usually has effects on other species. These effects can occur, for example, through the foodweb and predator-prey relationships. Therefore, while studies of the biophysical effects of oil tend to focus on individual species or groups of species, care must be used in applying these studies to the total marine environment.

EFFECTS OF OIL ON FISH AND INVERTEBRATES

The west coast supports large populations of salmon, herring, groundfish, shellfish and invertebrates. Effects of oil vary with species, type of oil and environmental conditions. Effects can include fish kills and sublethal effects such as reduced growth, developmental abnormalities, behavioural changes, and changes in reproductive potential. In the competitive natural environment, sublethal effects can affect the size and health of fish populations.

> *"But it is apparent that hydrocarbons can greatly reduce the individual's chances of survival; individuals make up populations, and accordingly, reductions in population size are of concern. . . It cannot be assumed that fish will avoid contaminated waters, and studies have demonstrated that fish do not necessarily avoid harmful conditions in their environment. Motivated fish, competing for food, avoiding predators or migrating in the natural environment may react quite differently to less stimulated and less motivated fish held under laboratory conditions." (I. Birtwell, D.F.O., Vancouver, October 1985)*

> *". . . there seems to me to be a lot of data missing on the behaviour of oil and how it affects estuaries, how it affects migrating fish, how it affects fingerlings, the small fish fry that are in estuaries, and what do you do if this information isn't forthcoming." (Kevin O'Neil, Central Coast Fishermen's Protective Association, Bella Coola, November 1984)*

Salmon

The effects of oil on juvenile and adult salmon would depend on the concentrations of oil in the water column. Chevron stated that concentrations from a blowout would be unlikely to reach lethal levels. Many intervenors disputed this statement, arguing that likely concentrations of oil in the water would be lethal to salmon. The Department of Fisheries and Oceans argued that not all toxic components of the oil would evaporate, and that some of the remaining heavier fractions would still be toxic.

At present, much of the data on lethal concentration levels for salmon is based on a few experiments and limited field information. Given the wide divergence of opinion between Chevron and other participants, it is prudent to assume that oil could be toxic to fish at low concentrations. Since it is not known what those concentrations would be, the possibility that lethal concentrations of hydrocarbons would be present in the water column in the event of an oil blowout, and that fish would be affected, cannot be ruled out.

The Department of Fisheries and Oceans and other participants were also concerned about the potential for sublethal effects of oil on salmon. The presence of oil contamination when juvenile salmon enter the sea could affect their ability to make the adjustment from fresh to salt water. Exposure to oil might also affect the growth of juvenile salmon, rendering the fish more susceptible to predation and less able to compete for food.

There is reason to be concerned about the lack of knowledge concerning the lethal and sublethal effects of various concentrations of oil on juvenile and adult salmon. More information is required for contingency planning and fisheries management in the event of an offshore oil blowout.

The Panel recommends that the Department of Fisheries and Oceans conduct research to determine the lethal and sublethal effects of naturally and artificially dispersed crude oil on critical life stages of migrating salmonid species.

Herring

Herring are at risk from a blowout because their spawning, incubation and nursery stages take place in nearshore waters where the risk of exposure to toxic concentrations of oil is high. Herring eggs are deposited on kelp, algae and rocks in shallow nearshore areas. The greatest threat would occur during their spawning and larval stages, particularly March and April. Exposure to oil at this time could cause mortality or abnormal development. The effects on the early life stages of a year-class of herring could have long-term recurring consequences on herring stocks.

Groundfish

Concerns were raised that the groundfish eggs and larvae could be affected by spilled oil. The eggs and larvae of several groundfish species float at or near the surface and drift with the current. As a result, they are vulnerable to oil floating on the surface or dispersed in the water column. The most sensitive period is during the reproductive months from January to September.

Sinking oil may also affect adult and juvenile groundfish that inhabit seabottom environments. Impacts could vary from lethal to sublethal effects such as reduced growth and other physiological changes. Food sources could be reduced or contaminated by oil. However, since groundfish inhabit seabottom environments, they would be less likely to be affected by oil drifting on the surface or in near-surface waters.

Shellfish and Invertebrates

Several species of shellfish and invertebrates are important to commercial fishing, the native food fishery and potential mariculture operations. These include shrimps, crabs, clams, abalone, scallops, mussels, oysters and sea urchins. At one or more stages in their life cycle, most invertebrates form part of the marine foodweb upon which other species, including commercial species of fish, depend. Many invertebrates live in surface waters early in their life. At this stage they are extremely sensitive to oil and could be exposed to oil slicks.

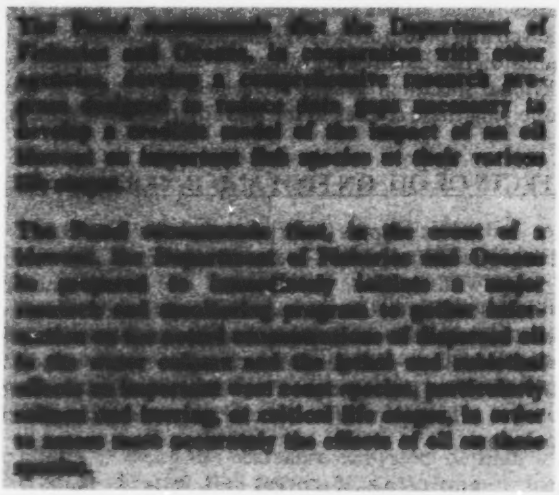
Invertebrates also occupy nearshore areas where they are vulnerable to oil. If these were contaminated, invertebrates may be killed, lose habitat or experience reduced food availability, contamination or tainting. Crab, shrimp, amphipods and other crustaceans are particularly sensitive to oil, especially during larval stages and moulting periods. A decline in crab populations has been noted in oil poiluted waters. Clams, oysters and other bivalves exposed to oil have remained contaminated for up to a year.

Research on the Effects of Oil on Fish and Shellfish

There is considerable controversy about the effects of oil on fish and shellfish. In view of the economic and social importance of the west coast fishery, however, it is prudent to assume that an oil blowout could seriously damage the fishery and significantly reduce fish and shellfish stocks.

Because of the inherent limitations of laboratory experimental research in determining the effects of oil on marine species, knowledge to aid in assessing the effects of oil can best be obtained in actual field conditions. Unfortunately, the documentation of the biophysical effects of actual marine oil spills has often been poor, and the interpretation of case studies controversial.

Although further research on the lethal and sublethal effects of oil on salmon and other fish species at various life stages is useful, the Panel believes that concentrating on this particular data gap would be misleading because it is only one element of a range of data which is needed to develop comprehensive models of the potential effects of an oil spill on important fish species.



At the same time, government and industry should continue to pursue present research programs on the effects of oil on fish and shellfish and to improve basic information on the fisheries resources of the west coast.

EFFECTS OF OIL ON BIRDS

Birds are the most conspicuous victims of oil slicks. When a large oil slick reaches an area with many seabirds, significant losses occur. The plight of oiled birds, and the inability to do much to clean them, is a source of strong public concern.

The most important factor leading to bird deaths is the oiling of feathers. Birds attempt to remove oil by preening their feathers. This mats the feathers and misaligns the feather barbules, allowing water to seep in and wet the underlying feathers and skin. As the bird continues to preen, more of its body becomes exposed. In the cold waters of the north coast, wet birds would lose heat rapidly, suffer from hypothermia, and die. Because a bird's primary form of insulation is penetrated, even a small amount of oil can, in some cases, result in sufficient loss of body heat to cause the bird to die.

Vulnerability and sensitivity to oil varies among species according to their habitat. Continuous swimmers, such as

alcids and sea ducks, are likely to encounter oil if they are in the vicinity of a slick. By far the greatest proportion of Canada's west coast seabirds are continuous swimmers, except during the breeding season. Some species go through flightless periods on the water or migrate by swimming. These birds are poorly adapted to function out of the water and would not be able to forage or look after their young.

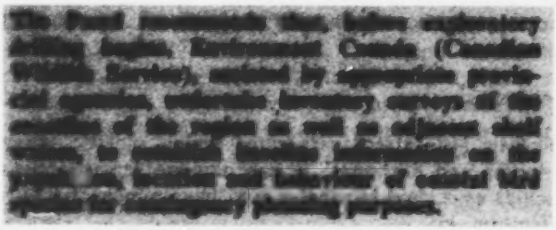
In addition to the effects of oil on waterproofing, oil may be ingested as birds preen their feathers. The effects of ingesting oil have been studied, but there is some controversy about its effect on survival. If incubating birds get oiled they may oil their eggs, reducing hatching success.

While there are concentrations of seabirds in offshore areas such as over upwellings and offshore banks, birds are most concentrated in nearshore waters. Although many seabirds spend most of their life at sea, several species concentrate in colonies during breeding season to produce their young, while continuing to forage at sea. A large proportion of the breeding population of several species may be found in certain colonies. These colonies are usually on exposed and isolated islands and shores, which are vulnerable to oil. Little is known about the offshore distribution of these birds outside the breeding season.

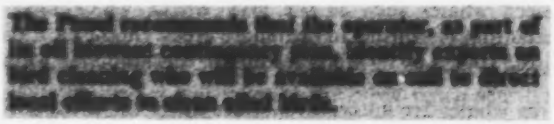
Many migratory birds use coastal migration routes in their spring and fall migrations, and use certain coastal areas as stopovers or staging areas. At these sites, thousands of birds may congregate to feed and rest. Some species spend the winter in the region. Birds in these nearshore locations are highly vulnerable to oil slicks.

Oiled bird

Intervenors and government agencies argued that more information is required on bird populations in the region. While the information base on coastal bird populations is expanding, information on certain species is lacking and many areas have not been adequately surveyed. Certain information is vital to contingency planning, such as which shore areas are used by birds during various stages in their life cycle. **The Panel believes that, prior to drilling, improved inventories of coastal bird populations are necessary for contingency planning purposes.**



Whenever spills occur, efforts are made by concerned individuals to help clean oiled birds. Athough this is done for humanitarian reasons, bird survival rates are usually low. In some cases, birds may actually suffer considerably from the cleaning effort, especially if skilled staff are not available to advise on the best methods, and to decide which birds should be treated.



EFFECTS OF OIL ON MARINE MAMMALS

Pinnepeds and Otters

Oil can affect pinnepeds (seals and sea lions) and otters in various ways. Physical contact with oil can irritate or damage sensitive tissues such as eyes. Evidence suggests that these effects, if not too severe, may clear up after exposure to clean water. Oil can also block noses and mouths and immobilize flippers, thus interfering with swimming ability.

Species that depend on fur for warmth and buoyancy such as otters, northern fur seals, young sea lions and harbour seals, may be the most sensitive to oiling. Experimental evidence suggests that fur bearing marine mammals may experience drastic losses of warmth and buoyancy due to oiling and these effects can last for several days. Oil causes matting and loss of insulation, which may result in hypothermia and death.

Oil can also be ingested directly during grooming or by feeding on oiled prey, or indirectly through the food chain. Ingestion may result in effects on nervous and reproductive systems.

Because otters feed on seabottom organisms, some of their food supplies may be affected by oil settling on bottom sediments.

Based on existing information, the major concern regarding seals, sea lions and otters is the potential for oil reaching a haulout or rookery site. If this should occur, some animals could be killed or suffer sublethal effects.

Inventories of major seal and sea lion rookery and haulout sites are available. These sites are located in nearshore areas, underscoring the vulnerability of the nearshore areas to oil.

Cetaceans

Oil can also affect cetaceans, which include whales, dolphins and porpoises. It can damage sensitive tissues such as eyes, foul blowholes, and have minor, short-lived effects on skin.

There is evidence that whales and dolphins will avoid oil slicks but they may not be able to detect thin surface sheens. Some species of dolphins and baleen whales have been observed swimming and apparently feeding in oil slicks. This could result in the ingestion of oil especially through feeding on contaminated prey. In addition, baleen whales such as the grey whale, which feed on seabottom organisms in nearshore areas, might have their baleen fouled by oil while feeding in contaminated waters.

Grey whales are known to migrate along the coast within a few kilometres of shore. However, there have been no systematic surveys of the seasonal distribution and abundance of whales and dolphins on the west coast.

SOCIO-ECONOMIC EFFECTS OF A BLOWOUT

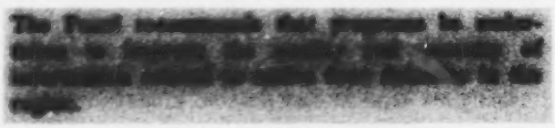
A major oil blowout could have significant socio-economic effects on the British Columbia north coast and the residents of its communities.

Some communities would be affected more severely than others should a blowout occur. Depending on winds and surface currents, oil would come ashore in relatively higher concentrations in certain areas. More severe effects would occur on the communities which depend on those areas for resource harvesting. Diet, income, social structure and culture could be affected and the continued viability of some communities threatened.

Although the socio-economic effects of a blowout would be felt most strongly at the community level, significant regional effects could also occur. The most serious of these would be damage to the salmon fishery, which provides the majority of the income from commercial fishing. The damage to fish and shellfish stocks could reappear at intervals long after the actual event. For example, damage to a year-class of salmon or herring would be evident at regular intervals for decades. Repopulation of an area where shellfish and invertebrates were harvested for food could take years.

If fish and shellfish stocks were damaged, fishing and harvesting closures would follow. These closures could seriously affect the commercial fishing industry and, in the case of shellfish, could last a year or longer.

Previous sections of this report have described the socio-economic dependency of coastal native peoples on the marine resources of the region. It is also clear that very little information exists to document these resource uses. This could present a considerable problem in the design of contingency plans to deal with the possibility of an offshore blowout, or in the administration of compensation programs dealing with the effects of a blowout.



Another concern is the possibility of fish tainting and its impact on the commercial fishery. Tainting is the contamination of fish by hydrocarbons, giving them an oily odour and unpalatable taste and making them unmarketable. Because contamination cannot be detected in advance of consumption, tainting of only a very small proportion of a fish catch could threaten the market value of an entire catch. In addition, publicity about a blowout could create consumer perceptions that the whole British Columbia fishery was contaminated and affect overall marketability of the catch.

Effects on the fishing industry could also extend to southern-based fishermen, who harvest an estimated 60% of the commercial chinook in the region, and to the fish processing sector, which is a major employer in the region.

The effects of a blowout upon the developing mariculture industry in the region is another concern. Although commercial mariculture development is still in its early stages, there is potential for considerable growth of this activity in the future. Mariculture could become an important industry on the west coast, and could be especially important for small communities. Mariculture sites are vulnerable to oil.

The exploration area contains numerous sites with recreational, environmental and cultural attractiveness. Outdoor recreation is important to north coast residents, and the basis for a rapidly expanding tourist industry. Individual operators and communities have started to develop the region's tourism potential for wilderness recreation and sport fishing. Much of the appeal of the north coast is based on its pristine condition and natural attractions. Intervenors argued that news reports of an oil blowout would create a perception that the waters of the region were polluted, affecting the region's attractiveness as an outdoor recreation and tourism destination.

PROTECTION OF NEARSHORE WATERS

Nearshore environments and estuaries are particularly vulnerable to oil contamination. The intertidal zones in these areas often support highly productive ecosystems, because of abundant light, shelter and nutrients. Shallow nearshore waters and bays have a rich and varied plant life, including marsh grasses and seaweed, which provide food and shelter to a variety of animals. Estuaries, which are formed at the mouths of streams or rivers, are particularly important.

Nearshore environments, especially estuaries, provide habitat and food for migrating juvenile salmon as they make the transition to salt water. Nearshore areas also provide habitat for many species of shellfish and invertebrates, which are harvested for food and income. The growing mariculture industry is also located in these areas.

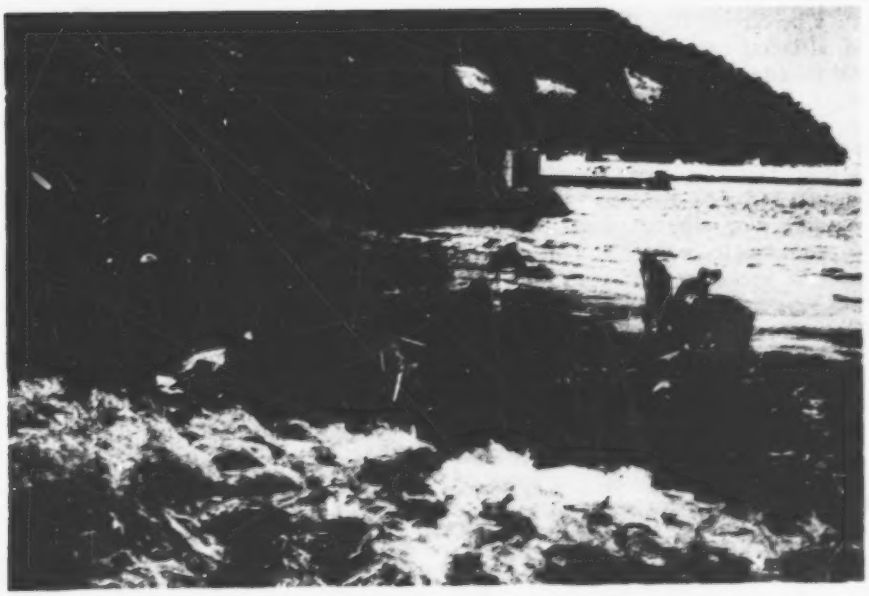
Seabird breeding colonies and stopovers for migrating birds of international significance are located in nearshore areas and large numbers of marine-associated birds feed and swim there. Seal and sea lion haulout sites, rookeries and feeding areas are located in these waters and certain whales migrate and feed close to shore. The scenic, unspoiled coastal areas of the north coast are the major attraction of a growing outdoor recreation and tourist industry.

Several shoreline and nearshore sites within the region have been set aside as ecological reserves where typical or unique species or ecosystems are protected for scientific study or conservation.

Certain offshore areas are also important for primary production of plankton and provide the habitat for numerous species of fish, birds and marine mammals. However, because the oil is not trapped by a shoreline blocking its drift, offshore areas are usually susceptible for shorter periods. Of most concern would be the waters close to a blowout where oil would not be weathered.

The west coast environment has a rich and varied ecosystem highly vulnerable to oil. A major oil blowout could have serious effects on that ecosystem. While offshore waters may be important to various species at certain times, nearshore waters are important all of the time. Exploration lease areas on the west coast are closer to these sensitive and vulnerable shores than those off the east coast of Canada, or those in northern North Sea fields. As a result, drifting oil would be fresher when it reached the shore.

The most important factor in judging the biological effect of oil is the time it will take for the oil to reach sensitive nearshore areas, given the seasonal wind and current patterns. The farther a blowout occurs from shore, the greater will be the weathering of the oil, and the more time will be available for response teams to implement countermeasures. This underscores the need to maintain a buffer zone between drill sites and the shore. **The Panel, therefore, concludes that a 20 kilometre exclusion zone is an essential limitation on exploratory drilling.**



Spill cleanup crew

10. OIL BLOWOUT CONTINGENCY PLANNING AND COUNTERMEASURES

CONTINGENCY PLANNING

An oil spill contingency plan is an action plan for responding to oil released by a blowout. It describes actions that would be taken to avoid or reduce the impacts of an oil blowout.

The Canada Oil and Gas Lands Administration requires a site-specific oil blowout contingency plan before it will approve a drilling program. The plan is prepared by industry operators, in cooperation with government agencies, at the time they apply for specific drilling permits. The contents of a contingency plan are described in Canada Oil and Gas Lands Administration's Guidelines and Procedures for Drilling for Oil and Gas on Canada Lands (September 1984). The British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources also requires contingency plans in its draft Drilling and Production Regulations.

This section considers some of the requirements that should be included in contingency planning, such as sensitivity mapping, organization and countermeasure operations.

SENSITIVITY MAPPING FOR CONTINGENCY PLANNING

For effective contingency planning, information on important resources at risk to an oil blowout must be sufficiently detailed to provide a basis for determining how and where various countermeasures should be deployed. Many participants argued that information for identifying important resources vulnerable to oil on the British Columbia north coast is inadequate to meet this requirement. These resources include fisheries, bird or marine mammal concentrations, sensitive nearshore areas and estuaries, recreation and heritage sites and ecological reserves.

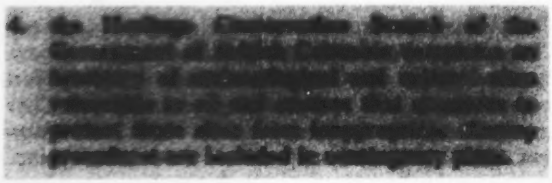
In responding to an oil slick's movement, the on-scene commander needs information identifying the most important areas, rather than detailed descriptions of the resources at each site. This information is best provided on sensitivity maps, which highlight priority areas and their sensitivity to oil at various times and seasons. They should also include information on the best measures for protecting those areas and for cleaning up oil should it reach the shore.

The Initial Environmental Evaluations prepared by Chevron and Petro-Canada identified important coastal resource areas. Further information, including further research needs, was provided by government and Chevron in response to the Requirements for Additional Information. This information provides a starting point for mapping priority resource areas for contingency planning. A resource mapping program sponsored under the Environmental Studies Revolving Fund is underway for the Queen Charlotte Islands, and Chevron stated it would conduct further programs to obtain the information needed to meet requirements for obtaining a drilling permit.

Information is also needed on the domestic use of marine resources, particularly the native food fishery. Because local residents have concerns about the confidentiality of this information, it is important to involve them in identifying priority areas for protection. This ensures that local knowledge and interests are recognized in the mapping process.

Finally, inventories are needed of the large number of archaeological sites along the shorelines and intertidal areas of the north coast. Many of these sites could be exposed to oil stranded on the beach and could be further disturbed by inappropriate cleanup activities.

To ensure that it contains the latest and most complete information, the Panel believes that sensitivity mapping must be updated regularly by resource agencies and industry. Clear responsibility must be assigned for updating. Agencies involved in updating should also be involved in the original data collection so that they understand the methods and limitations of the data base.



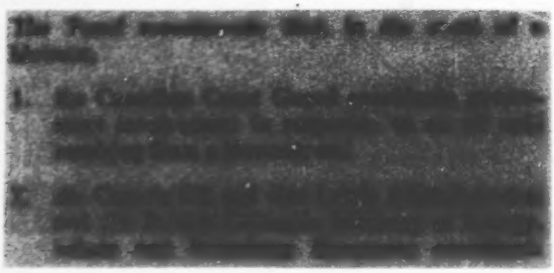
ORGANIZATION

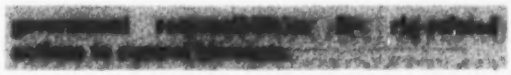
Effective implementation of a contingency plan requires a well trained response team. This is particularly true if the team includes several government agencies, local communities, contractors and operators, as would be the case on the west coast.

Under present arrangements, the polluter has initial responsibility for cleanup of an oil spill. If the polluter is unable to clean up a spill, government agencies may step in to complete the cleanup and bill the polluter for the costs.

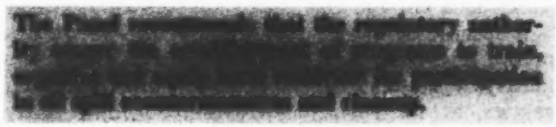
Several agencies are responsibile for responding to oil spills on the west coast. The Canadian Coast Guard has primary responsibility for spills from ships. Environment Canada is the lead agency for spills from land into marine waters and mystery spills. The Provincial Emergency Program of the British Columbia Ministry of Environment deals with spills on land and spills into fresh waters. The Canada Oil and Gas Lands Administration is the lead agency for spills from offshore drilling operations, including oil blowouts.

The present system for responding to spills on the west coast, involving the Canadian Coast Guard, Environment Canada and the Provincial Emergency Program, has evolved over several years. It is utilized frequently in the many minor accidents that occur in British Columbia waters every year. **The Panel believes that this system should be the basis for a government oil blowout response on the west coast. Given its responsibility for the more common offshore spills, the Canadian Coast Guard should also be the lead agency for responding to oil spills resulting from blowouts. The Canada Oil and Gas Lands Administration and the British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources should be the lead agencies for rig-related actions necessary to control a blowout.**





Typically, residents volunteer to help clean up shorelines in an area where slicks come ashore. The participation of local residents would be valuable given their knowledge of local environmental conditions and especially of subsistence food resources. **The Panel believes that local residents, who have a large economic and social stake in the protection of marine resources, should be included in cleanup planning. To enable these residents to participate safely and effectively in a blowout response, they should be trained for their roles.**



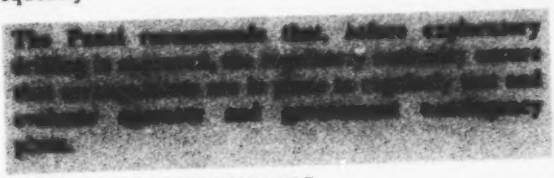
> *"I wonder if it isn't more reasonable to make the people in the area where the oil might spill, aware of what has to be done and in a minimal way coordinate a type of emergency response capability that would be there if anything did go wrong." (Kevin O'Neill, Central Coast Fishermen's Protective Association, Bella Coola, September 1985)*

PREPARATION AND UPDATING

Although practice exercises can identify weaknesses in a contingency plan, a plan is only properly tested in an emergency situation. A "paper plan" may be rendered useless by unforeseen problems such as adverse weather, logistical constraints, or human error. To prepare for these unforeseen factors, contingency plans must be thorough, detailed, flexible, and realistic. Adequate resources must also be available at all times to carry out these plans.

Because good logistical support is vital to the effectiveness of contingency plans, these plans should provide details on how this support is to be mobilized and maintained. Equipment for countermeasures, cleanup and logistical support should be catalogued, along with its location and how quickly it can be mobilized. Detailed arrangements should be made for field headquarter facilities, accommodation and catering, communication systems, and air and water transportation. Advance arrangements are particularly important on the west coast due to the remoteness of the region, limited transportation facilities, and the high incidence of fog and poor visibility.

Once a contingency plan is prepared and tested, it must be kept current. A plan which contains outdated information is no longer functional. The location and availability of countermeasure equipment, air and sea transportation services, accommodation facilities, communication systems and key personnel must be checked and updated frequently.



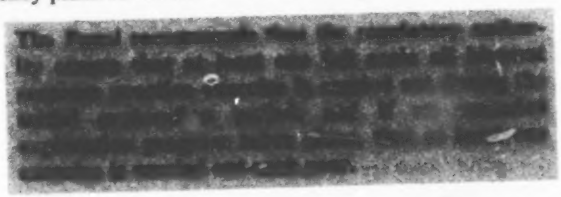
TRAINING AND EXERCISES

Company and government personnel must receive adequate training for their assigned roles in a blowout response. Training programs should take place jointly between industry and government so participants meet face to face with their counterparts in a setting conducive to cooperative effort. Local residents with major roles in a response must be included. Training programs are available, such as those sponsored by Transport Canada at Cornwall, Ontario, that review Canadian spill situations and responses.

Frequent oil spill training exercises in which response operations are practised are important for ensuring equipment deployment plans function properly, equipment is serviceable and logistical support is adequate. They are also important for ensuring that the response team is well organized and ready. Exercises should involve all phases of an oil spill response including the spill reporting and notifications systems, logistics and cleanup equipment mobilization.

Exercises should be held in realistic conditions, and should not necessarily be scheduled on a weekday or during good weather in summer. They should test the ability of the operator and government to initiate countermeasures on short notice.

To be effective for testing and training, exercises should be conducted with all participants, including government personnel, actively involved rather than observing. After the exercise, participants should be debriefed and contingency plans rewritten where necessary.



COUNTERMEASURE OPERATIONS

Countermeasures are procedures and technologies available to respond to spills. These include measures for tracking slick movements, containing and recovering slicks, dispersing slicks, and cleaning up shorelines. These measures vary in effectiveness.

TRACKING AND MODELLING OF OIL SLICK MOVEMENTS

Information on the actual location of slicks and their probable movement is needed so that countermeasures can be deployed where they will protect the highest priority resources. This information can come from tracking and modelling.

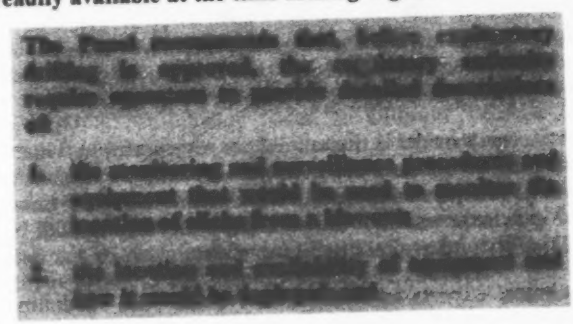
Tracking

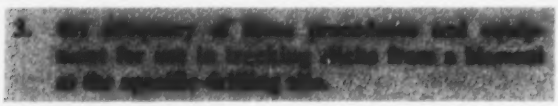
Various methods have been devised for tracking the movement of slicks. Aircraft are normally used once or twice a day to observe their location. This is effective only during daylight and periods of good visibility.

Radio-transmitting buoys or drifters, which drift with the slick and report their location, are also used. These buoys are helpful in most weather conditions, but are effective only over certain ranges.

Remote sensing technology can also be used. Equipment available in Canada for operation from aircraft includes highly sophisticated equipment such as side-looking airborne radar, infrared/ultraviolet scanners and low-light level television. Adverse weather conditions and darkness could interfere with the remote sensing capabilities of some of this equipment.

The Panel concludes that existing technology and ongoing research should provide an ever-improving capability to track the location of slicks. However, it is important that the types and quantities of equipment needed be readily available at the time drilling begins.



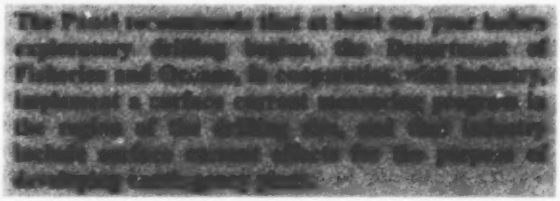


Trajectory Models

Oil spill trajectory models are computerized simulations of the behaviour of oil from a blowout or a spill site. They attempt to predict the movement, spread and condition of the oil at various times as it moves over the sea. In order to do this with confidence, knowledge of the type of oil and amount being ejected at the spill site, along with data on winds, currents, sea state and sea and air temperatures along the spill trajectory is needed. Such models are used for two purposes, contingency planning and tracking oil slicks on the sea from a blowout or a spill.

The Canada Oil and Gas Lands Administration requires contingency plans to contain a prediction of where oil might go from a hypothetical blowout at a drilling site. Predicted tracks and destinations, computed at intervals throughout a year, are used to assess risks to vulnerable marine resources both in and on the sea and at coastlines. For these predictions, historical climate records of winds are customarily used, and at times are supplemented by available surface current data.

Technical experts and the Department of Fisheries and Oceans believed that this use of trajectory modelling was useful for contingency planning but stressed that surface currents must be considered along with winds in computing trajectories. The Department of Fisheries and Oceans suggested at least one year's data on surface currents in the vicinity of a proposed drilling location is needed. **While the Panel does not accept the overall utility of trajectory models as a key element of tracking oil spills, it does accept their usefulness in contingency planning. The Panel believes present information on surface currents in the region to be inadequate.**

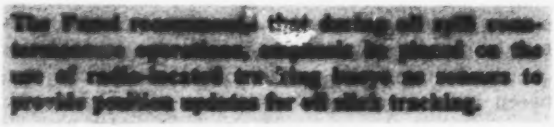


A trajectory model is theoretically a very useful tool in oil spill countermeasure operations. Models would allow some predictions of the likely track of oil during darkness and inclement weather. However, any model is limited by the quality and availability of input data.

Technical experts as well as intervenors with modelling experience were skeptical about the usefulness of models during countermeasures operations, not only because of the difficulty of measuring winds at sea and surface currents, but because of the apparent inability of available models to simulate complex and variable physical processes.

Descriptions of the complexities of surface currents in this region emphasized the fundamental difficulty of defining oil slick patterns on the sea as time progresses.

The Panel believes that oil spill trajectory models are not a promising tool for tracking the movement of oil slicks from a blowout on the north coast. Instead, primary reliance should be placed on radio-located tracking buoys deposited at the blowout site and wherever slicks are subsequently found.



EFFECTIVENESS OF COUNTERMEASURES

The ability to minimize damage from an oil blowout depends on the effectiveness of the countermeasures used for containing and dispersing slicks, and for the cleanup of shorelines. The Panel received information indicating that existing countermeasures would have limited effectiveness on the west coast.

Containing and Recovering Oil Slicks

The containment, concentration and removal of oil slicks by mechanical means such as booms and skimmers is obviously the preferred method of handling an oil slick because the oil is removed from the sea. Chevron, Environment Canada and the Canadian Coast Guard, however, indicated that the ability to do this with present containment and recovery technologies is limited.

> *"We wouldn't work in a sea state in excess of four feet because first we have to consider the safety of our workers. I'm talking about attempting to do physical recovery. We wouldn't be able to hold our booms in position ... We don't work in the dark. The safety of our workers comes first ... So offshore recovery would be limited to working under very good weather conditions." (Ian Young, Canadian Coast Guard, Vancouver, November 1985)*

Containment boom

Booms and skimmers function only in relatively calm seas and become less effective as wave heights and current speeds increase. In addition, the drifting and spreading of oil as it moves from a blowout site make slicks more difficult to recover over time. Operational problems also result from fog and darkness, and there are logistical problems in getting equipment in place and in disposing of recovered oil. Equipment is subject to maintenance and other problems, and the effectiveness of equipment diminishes as the oil is weathered and becomes more viscous or emulsified. In their blowout scenarios, government agencies projected recovery efficiencies at less than 10 percent for oil recovery operations near a blowout.

Although containment and recovery measures alone are of limited effectiveness, they are useful when combined with other countermeasures, and in specific situations. As a result, they are an important element in the overall contingency plan. The contingency plan should include projected equipment and manpower needs for containment and recovery measures for the offshore, nearshore, intertidal and shore zones as well as a general strategy for deploying these countermeasures.

The Canadian Coast Guard has the lead role in responding to shipping spills. Given the environmental sensitivity of the west coast and the tanker traffic off the coast, the Panel was surprised to learn that the offshore oil spill countermeasure capability of the Canadian Coast Guard is almost non-existent. The Canadian Coast Guard stated it does not currently possess an effective offshore spill response capability and would encounter significant difficulties in dealing with oil coming ashore over a broad front. **The Panel concludes that resources of the Canadian Coast Guard for implementing countermeasures must be upgraded.**

The Panel recommends, that before exploratory drilling is approved, the Canadian Coast Guard upgrade its resources for responding effectively to offshore oil spills, including trained personnel, modern equipment, depots, communications systems, and the logistical capability to deploy these resources quickly.

Using Dispersants to Disperse Oil Slicks

Dispersants are chemicals that physically convert oil slicks to small droplets, which disperse into the water column. Oil is thereby removed from the surface and the influence of winds. This may be advantageous if onshore winds are blowing. Dispersants work best in more turbulent seas and are, therefore, an alternative when the sea is too rough for containment and recovery operations.The principal concerns associated with dispersants are their toxicity and effectiveness.

It is generally agreed that the toxicity of many of the recently developed dispersants is low for most marine life. However, dispersants would considerably increase the concentrations of oil in the water column, and there is concern that this dispersed oil could reach toxic concentrations for certain important marine species such as salmon and herring.

A second question is whether dispersants reduce the damage potential of a slick. Chevron stated that dispersants are effective in removing the oil from the surface without producing toxic concentrations of oil in the water column. Environment Canada, however, stated that the tested effectiveness of dispersants varied from 0 to 100 percent, depending on oil types and prevailing sea conditions. Effectiveness also depends on the specific agents to be applied, the application techniques used, the sea conditions at the time of application, and the logistics of the operation. All these factors must be considered carefully in contingency plans. In addition, because of concerns that dispersants may cause toxic concentrations of oil in the water column, agencies such as the Department of Fisheries and Oceans, Environment Canada and the British Columbia Ministry of Environment may be reluctant to permit their use. For these reasons, the role of dispersants in contingency plans is in question.

"Can oil spills be cleaned up? Again, it comes to a question of performance, and we have some real information here. Only about 10 to 20 percent of the oil is actually recovered from a spill situation. I can provide you with some references on that, if necessary, and as much as 60 percent of the light oil, however, may evaporate from that particular spill." (Jim Steele, Council of the Haida Nation, Victoria, October 1985)

The Panel recommends, before exploratory drilling begins, that:

1. **Environment Canada and the British Columbia Ministry of Environment clarify the circumstances under which their respective governments would permit or prohibit the use of dispersants, and in cooperation with industry, develop a strategy for the use of dispersants if these are not prohibited; and**

2. **operators incorporate this dispersant strategy into their contingency plans.**

Cleaning Up Shorelines

Should a blowout occur, oil might come ashore. Changing winds and currents which could re-oil shorelines may also be anticipated. Due to the social and environmental sensitivities of British Columbia's coastal resources, it is important that the operator demonstrate an adequate capability to mitigate the effects of oil on shorelines.

Shoreline cleanup usually involves manual methods that can continue for months following the initial accident. In addition, both oil and debris would have to be contained, mechanically removed, transferred, stored and disposed of. Attempts to intercept slicks may be ineffective as they move shoreward over relatively broad fronts. **The Panel believes that to facilitate effective, well planned shoreline cleanup operations, strategies should be detailed in contingency plans.**

The Panel recommends that, before exploratory drilling is approved, operators include specific strategies in their contingency plans, for cleaning up shorelines that are vulnerable to oil from a blowout at a proposed drilling site, including details on the types and availability of equipment that would be used, manpower requirements, training provisions, operational logistics and guidelines for cleaning up individual shoreline areas.

APPLYING EXPERIMENTAL COUNTERMEASURES

Considerable research has been underway worldwide, especially over the past decade, to develop new approaches for controlling and removing oil slicks. For example, there are new methods of applying chemical dispersants, new mechanical containment and recovery systems, in-situ combustion of oil using laser beams, air-deployable igniters, fire-resistant booms, gelling agents (coagulants), subsea containment devices, portable incinerators and burners and beach cleaners.

While some of these technologies are almost ready for commercial use, others are at a research or prototype stage. Advances are being made and important new countermeasure technologies may become available during the exploration period. The development of these new technologies should be closely monitored and included in contingency plans as appropriate.

The Panel believes coagulants are an especially promising new technology. Coagulants are chemicals that are applied to oil slicks to cause the oil to solidify. Coagulants could be especially useful for protecting certain high priority coastal sites. Coagulated oil would be easier to clean up in sensitive areas because it would be less likely to penetrate sediments or harm biota. Some problems still need to be resolved, such as the high cost of coagulants and the logistics of their application. **However, the Panel concludes that the development of coagulants should be closely monitored for possible inclusion in contingency plans.**

"Sometimes it's physically impossible to clean your shoreline, and I would suggest that the coastline of the Charlottes would tend to be that way unless you have beaches, and that's a very slow process." (Ian Young, Canadian Coast Guard, Vancouver, November 1985)

11. COMPENSATION

Avoiding or mitigating impacts is a major objective in managing the environmental aspects of project developments. When impacts can be neither avoided nor mitigated, compensation for damages and losses incurred must be provided. In the proposed west coast offshore hydrocarbon exploration program, compensation could be necessary as a result of an oil well blowout or from routine operations.

This section considers what losses should be compensable and under what conditions, as well as the mechanisms for settling compensation claims.

COMPENSABLE LOSSES AND DAMAGE

Losses and damage resulting from an oil well blowout or routine operations fall into three general categories:

1. Loss of or Damage to Property and Equipment

These types of losses and damages are generally amenable to direct financial compensation and include:

—loss of or damage to fishing gear; and

—damage to fishing boats or other vessels.

2. Loss of Income

Compensation here would be designed to replace lost income. Examples include:

—loss of anticipated fish catch;

—loss of access to fishing areas or closure of fishing areas;

—loss of sales as a result of tainting of fish by oil affecting the marketability of catches; and

—losses to the tourist trade following an event which affects perceptions about the attractiveness of an area.

3. Loss of or Damage to Resources

Compensation for these losses and damages would normally consist of resource rehabilitation. Examples include:

—damage to, or loss of, fish stocks;

—damage to, or loss of, marine birds;

—damage to, or loss of, other marine resources;

—aesthetic losses;

—loss of future resource enhancement opportunities; and

—damage to, or loss of, resources with cultural importance.

Losses can also be classified as attributable or nonattributable. Attributable losses are those that can be directly attributed to a specific operation or operator. Nonattributable losses are those that cannot be attributed to a specific operation or operator.

PUBLIC CONCERNS AND ISSUES

Issues raised during the hearings included what items would be covered by a compensation program and how such a program would be established and administered.

Compensation to cover losses suffered by fishing interests was the primary concern. Commercial fishermen were concerned about direct losses, such as damage to fishing gear from either routine operations or a well blowout, as well as loss of income due to fish tainting and fishing closures if a blowout were to occur. Fish processors were concerned about indirect economic losses. Others expressed concern about costs associated with the possible foreclosure of future fishery enhancement options, or increased costs to government for relocating displaced resource users and reestablishing lost resources.

Native people were most concerned about how they would be compensated should an oil well blowout damage or destroy the marine resources that supply much of their food and play an important role in their culture.

Concerns were also expressed regarding losses that could be experienced by recreational and tourism interests in the event of an oil well blowout, and how they could be compensated for such losses.

Participants expressed concern that when compensation claims are being reviewed, claimants would be at a disadvantage. They pointed out that the oil industry could afford the best legal advice to help plead their cases and technical staff to research and support their positions. The claimants, on the other hand, would have to prove the legitimacy of their claims without the level of resources available to industry.

Other compensation-related issues raised during the hearings were how to quantify losses, how to assign a value to a noneconomic loss, who should be compensated for the loss of common property resources, how to compensate for damages to ecological reserve areas, and

how to compensate for resource losses that take many years to recover.

Participants were also concerned about how a compensation program would be established and administered. Many expressed the need to have a comprehensive compensation program in place before the start of exploration drilling.

Chevron stated that it operates under the principle that persons who suffer economic losses or damages directly attributable to its operations will be fully compensated to the point where they are no worse off than they would have been had the exploration activity not taken place. At one point, Chevron stated that the full assets of the company would be available to compensate for losses, in the unlikely event of a catastrophic oil blowout which resulted in damages in excess of its normal liability limits. **The Panel endorses this commitment but believes that compensation limits, programs and mechanism must be more fully and formally defined prior to the commencement of drilling.**

PRESENT MECHANISMS FOR COMPENSATION

Under the Oil and Gas Production and Conservation Act as amended by the Canada Oil and Gas Act, a well operator is liable for all actual losses or damages incurred by any person as a result of an oil well blowout or resulting from debris created by a drilling operation.

Chevron expects most, if not all, damage claims can be settled directly between itself and the person or group suffering damage. If agreement cannot be reached between the operator and the damaged party, then recourse to further action is available under the federal Oil and Gas Production and Conservation Act. Failing this, and as a last resort, any disagreements can be referred to the courts for action.

No provincial legislation or regulations are in place to cover compensation for losses relating to an offshore exploration program. A British Columbia Environment and Land Use Committee document entitled "Environmental and Social Impact Compensation and Mitigation Guidelines" reflects provincial policy on this matter. The document sets out suggested principles to guide resource agencies in negotiating with developers on both mitigation and compensation measures.

Under the Fisheries Act, a licensed commercial fisherman may claim through the courts for loss of income from oil well blowout damage. However, the Act does not cover situations where damage cannot be attributed to a specific operator.

During the hearings, the Canada Oil and Gas Lands Administration stated that specific Exploration Permit agreements between itself and an exploration well operator could include details of a specific compensation package.

OFFSHORE COMPENSATION PROGRAMS IN OTHER JURISDICTIONS

The Panel examined compensation programs that are already in place in other parts of Canada and in the North Sea where offshore exploration or production is taking place alongside an established fishing industry. Although the programs varied considerably, they generally addressed two areas of compensation:

1. compensation for oil well blowout damages; and
2. compensation for sea floor debris related damages.

Some programs are government run, some are established and managed by the oil industry itself and some are joint government-industry programs.

The East Coast Fishermen's Compensation Policy, established by the oil companies engaged in activities off Canada's east coast, was examined in greatest detail. This program enables fishermen to claim compensation for nonattributable damage resulting from offshore exploration and production activities. Claims can be made for gear and equipment loss or damage, vessel damage, loss of catch and, in certain cases, loss of vessel. The claims

> *"... is there a way that you could put together something that could replace a race of people, should they be destroyed, because their whole dependency is on the ocean — not only on the fish, the salmon, but all the other resources related to the ocean and the surrounding area." (Matthew Hill, Chief Councillor, Kitkatla, September 1985)*

are dealt with by three separate compensation boards covering three east coast areas. The compensation boards are comprised of representatives from fishing and oil industry associations on the east coast.

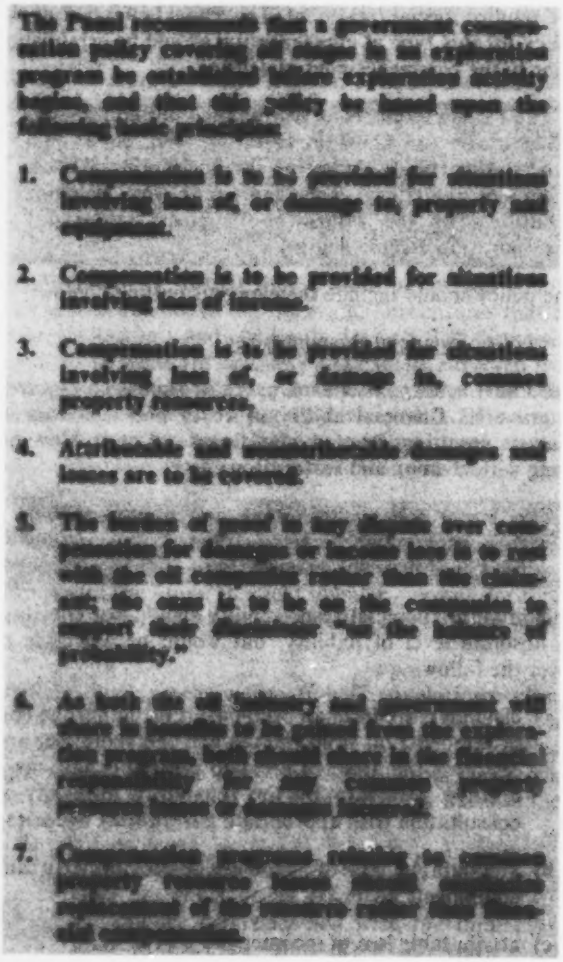
The East Coast Fishermen's Compensation Policy is limited in its coverage. It does not apply to losses that can be directly attributed to a specific operator, or that result from oil well blowouts; and it does not apply to losses that cannot be quantified in economic terms. In spite of these limitations, the industry-to-industry nature of the program and, more specifically, the person-to-person nature of most of the negotiations has led to greater understanding between the two industries and a greater respect for each other's problems.

On the east coast of Canada, the Canada Oil and Gas Lands Administration has required operators to submit proof of financial responsibility in the form of $30 million financial security. This money is available to settle damage claims. In addition, it would be used to cover the cost of cleanup after a blowout. For offshore operations in Canada's Beaufort Sea area, $40 million of financial security has been required.

Government has yet to set a limit of financial security for west coast offshore operations. It should be noted that no matter what limit of financial security is set, this amount will not place a limit on the absolute liability of an operator. If attributable damage in excess of the financial security limit occurs, the operator is still liable for all compensation required.

COMPENSATION POLICY AND PROGRAMS

The Panel believes the government regulatory authority should develop an overall compensation policy covering all stages of exploration before exploration activity begins. This policy should clearly set out the principles to be followed in establishing specific compensation programs, so that potential operators will know what will be required of them in proceeding with their exploration programs.



Situations requiring compensation as a result of routine offshore exploration operations will usually be less serious than those resulting from an oil well blowout. If Chevron adheres to its undertakings to follow through quickly and fairly with all reasonable claims, and if other operators do the same, then compensation claims related to routine operations should be easy to deal with. **The Panel believes**

that a formal compensation program and mechanism for compensable situations resulting from routine operations must be in place prior to the commencement of exploration.

The Panel recommends that any disputes arising out of compensation claims relating to routine operations that cannot be resolved between the two parties be referred to third party arbitration.

Situations requiring compensation as a result of oil well blowouts are potentially much more difficult to handle and require special treatment. **The Panel believes that the policy for this type of compensation should be established prior to the commencement of drilling.**

The Panel recommends that a policy for compensating losses and damages resulting from significant oil well blowouts, following the basic principles set out by the Panel and containing the elements outlined by the Panel, be in place before any exploration drilling begins.

The policy should include the elements outlined below:

1. Proof of Financial Responsibility

The Panel believes that each operator should be required to prove its financial ability to cover potential loss or damage resulting from a significant oil well blowout, along with cleanup and restoration costs.

The Panel recommends that before any drilling begins, each operator be required to post a $40 million bond or irrevocable letter of credit.

This proof of financial responsibility should not consitute an absolute level of liability, but would be available to cover the following :

a) cleanup costs from an oil blowout including the cost of removing oil from the sea and the shoreline, and restoring the affected areas to prespill conditions if deemed necessary by the regulatory authority in consultation with appropriate government agencies;

b) attributable loss of, or damage to, property and equipment;

c) attributable loss of income; and

d) attributable damage to, and loss of, common property resources, where compensation would normally consist of resource rehabilitation rather than financial compensation.

Given the government's role in authorizing offshore exploration and the financial benefit it will enjoy if commercial resources are found and given its role as steward of the common property resource, the Panel believes that the government should accept a share of the financial responsibility for common property resource rehabilitation.

The Panel recommends that government accept a financial liability of $10 million towards any resource rehabilitation programs that are found necessary to replace resources lost from an oil well blowout.

The Panel recommends that the absolute financial liabilities to be borne by the operator and government for resource rehabilitation programs not exceed $20 million to be borne equally by government and the operator.

The Panel recommends that in the event of a blowout, the need for resource rehabilitation programs be determined by government, and that these programs be designed and implemented by the appropriate government agencies.

2. Compensation Board

In the event of a significant oil well blowout, the Panel believes that a special body should be available to help adjudicate compensation claims.

The Panel recommends that a West Coast Offshore Compensation Board be appointed if and when a significant oil well blowout occurs.

The Panel recommends that the West Coast Offshore Compensation Board consist of at least three members, include equal representation from the oil industry and the fishing industry, and be headed by an independent Chairman.

The duties of the Compensation Board should include the following:

a) Receive and adjudicate claims for loss and damage for situations in which the claimant and the oil company cannot agree upon responsibility or the amount or nature of compensation.

b) Provide recommendations on appropriate resource rehabilitation programs to deal with losses and damages to common property resources that cannot be quantified in economic terms.

12. DEVELOPMENT AND PRODUCTION CONSIDERATIONS

The Panel's mandate stipulates that a detailed assessment of the development and production phase will not form part of the Panel's review, but that major issues should be identified for further public review in case exploration should lead to a commercial discovery. The Panel has, therefore, identified several matters that will demand attention should a development and production phase be contemplated.

DEVELOPMENT AND PRODUCTION SYSTEMS

The events leading to development of a hydrocarbon reservoir and production of oil and gas are described below.

Once a well test establishes a potentially commercial discovery of oil or gas, or both, the discovery well is plugged with cement, cut off below the seabed and capped. All debris is removed from around the wellhead and the well is abandoned. The discovered accumulation would then be more precisely defined by a detailed seismic survey and delineation drilling. A minimum of four delineation wells would normally be drilled to define the size and quality of the discovery. These wells, once drilled and tested, are also abandoned.

At this point, in almost all cases a decision can be made regarding whether the gas or oil reservoir is large enough and of sufficient production capability to warrant commercial development. The decision would be based on the depth, areal extent and thickness of the reservoir, the reservoir's physical parameters, the recovery mechanism, the potential for enhanced recovery, the type and properties of the oil, the market conditions and projections, and the fiscal regime. An affirmative decision would result in large investments in development drilling, production facilities and a means of transporting the product to market.

Once large oil or gas accumulations have been outlined, one, two or more sites, appropriately located over the reservoir area,would be selected to receive production platforms. The number of platforms depends on the areal extent of the reservoir.

Production platforms are permanent, rigid structures made of reinforced concrete or steel, supported on the seabottom and protruding well above the sea surface. Mounted on them are all the necessary module facilities for development well drilling, receiving raw production from wells, separating products, using natural gas for fuelling pipeline flow facilities or for compressing gas on the platform for reinjection into the formation, storing liquids, and loading oil to tankers or transporting oil by a main pipeline to shore or to a tanker loading bay. The platform contains accommodation units to take care of a large number of workers, all control and monitoring equipment, safety and rescue equipment, and a sophisticated internal and external communication network.

All development drilling takes place from the platform. One or more conventional rotary drilling units are mounted on the platform, and wells are drilled fanning out directionally so that they bottom in the pay zone at well spaced and consistent intervals. This ensures that the reservoir is evenly and efficiently drained. The directional traces of all wells are carefully and exactly surveyed from their origins at the platform to the bottoms of the holes. Directional drilling is a highly developed technique, and since the exact position of the hole at any depth must be accurately known, has seen much improvement since offshore drilling started.

Wells are completed in long rows. The drill rig is left on the platform as a permanent facility, so it can be used throughout the life of the field to enter any well for repair purposes. The rig is generally skidded from well to well on guiderails.

Drilling development wells off a fixed platform closely resembles normal onshore drilling. Permanent riser conduits run from the seabed, often through the platform legs, to the platform. All blowout preventors and production control valves are at the platform level. Because these

"... In the event that a large quantity of oil is discovered ... will Government ... almost automatic go ahead on the development and production stages? ..." (Kelly Kline, Terrace resident, Kitimat, November 1984)

"The actual exploration wouldn't likely have too much direct effect on our area ... But we are concerned with the time after exploration, what then? Our coast line could not afford to have an oil spill ... I realize that you are concerned with the effects of the offshore petroleum exploration. We are as well, but we must look beyond this exploration, to a possible discovery ..." (Lynn Hill, Hartley Bay Band Council, Hartley Bay, Sept. 1985)

are on the platform rather than the seabottom, more accessible control exists in these long-life facilities than in the mobile semi-submersibles used for exploration drilling.

The crude oil with gas in solution produced by these wells is led to separation vessels where the oil and gas, and, if present,water are separated by gravity. The oil is led to storage or a pipeline. The gas can be used for power generation, reinjected into the oil reservoir, or pipelined to shore for domestic, commercial and industrial use. Separated water is often dumped to the sea.

TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS

For a variety of reasons, particularly environmental, oil is commonly pumped by subsea pipeline to a shorebase and storage, rather than being loaded directly into tankers at sea near the platforms. Thus, each platform would likely be equipped with a pipeline connection and pumps to move the oil. The pipeline from platform to shore would be laid on the seabottom by a specialized pipelaying barge. It would often be trenched into the seabed for its own protection and to ensure it is not an obstacle to the fishing fleet. On reaching shore, the oil is led by surface lines to large tank storage to await further overland shipment, export tanker loading or immediate refining.

SHOREBASE FACILITIES

Control of the entire system, including administration, supply, shipping, communications, drilling, well repair, separation, pumping to pipeline, storage receipt and the response to emergencies have been found to be best handled from one location and under one managing entity. The terrain required for pipeline landfall, storage tanks and tanker loading facilities or a refinery, is also generally suitable for good road building, airstrips, helicopter pads, office buildings and maintenance yards. Thus a company usually locates a full-scale operational shipping and administrative headquarters at or near the main onshore pipeline terminal, where the oil comes ashore, and which is generally some distance away from established communities. This arrangement generally maximizes efficiency and minimizes the disruption to existing communities.

SOCIO-ECONOMIC ISSUES

Development and production would bring an abrupt and significant change in the level of industrial activity within the region. New activity would include installing platforms, drilling development wells, constructing shorebases, installing transportation and storage systems, and possibly constructing tanker terminals. Seismic surveys and exploratory drilling would be continuing activities.

This increased industrial activity would result in increased employment and local business opportunities. During the development and construction phase, a large workforce of short-term labour is required. To avoid imposing strains on existing communities, this workforce is usually imported and housed in temporary camps. In some cases, families accompany workers to the camps. Otherwise, generous leaves are granted between work periods. These camps are disbanded when the construction and development work is complete.

The permanent shorebase staff required for the production phase would be considerably smaller than the construction phase staff. It would generally be housed and supplied on a permanent basis at an accommodation facility at the shorebase, and would probably not be imposed on existing communities. Offshore crews would be rotated from their homes and bases.

To prepare local workers for job opportunities, lead time would be required for training programs. The existence of a centralized organization at a shorebase greatly facilitates training. Training schools, supported by the overall infrastructure, could be located at the terminal site and all forms and degrees of operational training could be provided both in school and on the job. Such training would likely be confined to production operations including well repair work. The training of drilling personnel would be a matter for drilling contractors unless the company elected to provide its own development drilling capability. Training would be a continuing activity, with frequent updating required on all matters of drilling well control, emergency occurrences, and oil spill response. Local availability of promising people should be determined, and a prudent operator would make maximum use of all local skills and potential.

As workers enter the workforce, some would experience new lifestyles as they adapt to the typical offshore work schedules involving working 12-hour days for a few weeks at a time, with compensating time off at home. In many cases, offshore jobs would mean high incomes.

Because of the increased scale of industrial activity, development and production could lead to social changes. Some of these changes could occur as local residents react to production and development possibilities. For example, some residents might begin to train privately for jobs or to invest in new businesses. These responses depend on what information residents receive. It is important, therefore, that residents receive full, accurate and up-to-date information about opportunities and limitations associated with offshore petroleum activities. If the information programs recommended by the Panel for the exploration period are operating effectively, residents should have the information required.

Another reaction to increased industrial activity could be a sense of loss of present lifestyles. Some lifestyles may indeed change, particularly traditional or small community lifestyles. Social changes of this type are difficult to measure or monitor, and they can produce a mixture of positive and negative effects. For example, increased employment can bring income, financial stability and prestige. It can also result in long periods away from home and reduced participation in traditional lifestyles. No one from outside the community can judge whether these changes would be beneficial or not. It is important, therefore, that residents themselves have the ability to identify these changes so that they can develop local solutions to any problems which might arise. This requires some form of ongoing local organization in affected communities to review the effects of development on the community and to develop appropriate responses.

The Panel believes that the ground work for managing development and production and for minimizing socio-economic problems must be laid during the exploration phase.

ENVIRONMENTAL ISSUES

Contrary to public perception, the risk of an oil spill is less during development drilling and production operations than in exploration drilling, because of the control equipment on the drilling platform and permanent foundation structures.

For the same reason, oil spills that might occur from development or repair work in production operations can generally be confined to small volumes as a result of these more accessible control features. However, to ensure this, the highest standards of training, experience and practice will have to be maintained at all times.

The Panel believes that routine waste discharges during development and production operations could have more severe environmental effects than those from exploration drilling. Drilling fluid and cuttings discharges will be concentrated at or near the fixed platform in large volume and with possibly much higher toxic effects on fish and wider smothering effects on benthic organisms. Sewage and wash down fluid volumes will also increase, and in the production phase, large volumes of toxic produced-water may need to be safely disposed of.

The method of developing, producing and transporting oil, the location of shore terminals, the size and location of a shorebase and its connection to the terminal, and the provision of a practical means of eventual abandonment of the fixed structures will all likely be matters of considerable contention in the public review of, and planning for, the development and production phases. The Panel foresees potentially serious issues to be resolved on such matters as:

—the effect on bird migrations of platform lights and gas flares;

—the advisability of clustering many development wells on one platform, in view of the fire hazard to neighbouring wells;

—the use of oil-based muds: advantages, disadvantages and disposal problems;

—heavy metal content of mud additives;

—the methods by which accidental routine spills can be mitigated or prevented;

—the impact of routine discharges and oil spills on fish and sea mammals;

—energy conservation, enhanced recovery, the reinjection of products and general reservoir management;

—differences between fixed, floating and tension leg production platforms;

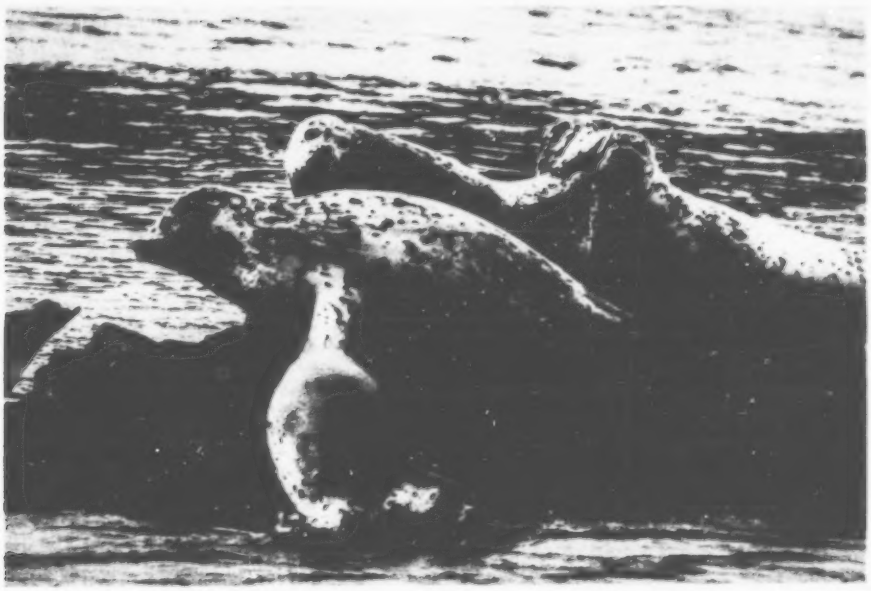
—cumulative environmental effects of various activities;

—the merits of tanker versus pipeline transportation;

—the need to bury pipelines on the seabed;

—the appropriate pipeline landfall; and

—abandonment.



Harbour seals

13. MANAGING FOR ENVIRONMENTAL PROTECTION

Throughout the Panel's review, members of the public expressed concerns about how oil and gas activity would be managed off the west coast. They were particularly anxious that regulation of offshore hydrocarbon exploration on the west coast take into account environmental and social conditions, and the desires and aspirations of local people. Because of these concerns, the Panel scheduled a portion of its public hearings to focus on how the environmental and socio-economic effects resulting from west coast oil and gas exploration could best be managed.

This section:

—describes management systems used elsewhere;

—describes the basic requirements for managing the environmental and socio-economic aspects of future hydrocarbon activity on the west coast;

—considers present regulatory systems; and

—discusses and recommends a system for managing the environmental and socio-economic effects of oil and gas exploration off the west coast of Canada.

EXPERIENCES ELSEWHERE

Management systems have been designed for unique circumstances of various resource developments in various regions of Canada and in other parts of the world. The Panel examined some of these to determine whether any would be applicable to the west coast situation. It found that although none of the examples considered were totally applicable to west coast offshore exploration, features of each could be used in shaping an appropriate system for the west coast. Details of some of these management systems are found in the boxes.

NORTH SEA

Oil and gas exploration and development have been underway in the North Sea for many years. This region is similar to the west coast offshore being isolated, with harsh environments, and with low populations depending substantially on fish and other renewable resources. Both areas have long human occupancies and strong ethnic characteristics. The Shetland Islands, north of Scotland have been a centre of activity. They provide an example both of long-term experience in handling oil and gas impacts and of total local authority over the planning and management of oil and gas activity.

In the Shetland Islands, numerous labour force, land use and other forecasting errors were made, leading to underestimates of housing, schooling and many other development requirements. The Shetland Islanders became aware early of the possible threat of oil and gas development to their traditional way of life and took steps to preserve traditional lifestyles. Nevertheless, many families were affected by increased industrial activity in the area.

While the fishing and oil industries have now learned to coexist in the Shetland Islands, the Shetland experience in its early days was one of conflict, caused by having two users of the seabed with different aims, methods and purposes. Significant problems between the fishing and oil industries have occurred in the areas of safety and navigation, and in the loss of access to traditional fishing grounds.

The 1974 Zetland Act provided the basis for strong local control over offshore petroleum planning activities in the Shetland Islands. Among other things this Act provides for local harbour and shoreline power, local participation in oil development, and pilot and other local levies on tanker use and oil production.

BEAUFORT SEA

Exploration has taken place in the Beaufort Sea and Mackenzie Delta region for over two decades. The Beaufort Sea region is like British Columbia's north coast in some respects. It is remote, culturally diverse, and its large native groups depend on the resources of the sea and land for income, subsistence and cultural strength. Although senior government plays a significant role, strong demands are emerging for greater local input into resource and land management decisions. In the Beaufort Sea a negotiated land claim settlement provides considerable decision-making authority to the aboriginal peoples of the region. Various proposals are now being considered to strengthen regional and community level governments, providing a basis for incorporating local concerns into the management of regional development.

CANADIAN EAST COAST

The Canadian east coast provides an example of a joint jurisdictional, high level management authority. In 1982, the federal government and the Government of Nova Scotia created the Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board to implement managerial responsibilities in Nova Scotia's offshore region. They also established the Canada-Nova Scotia Environmental Coordinating Committee to provide technical advice on environmental matters to the Offshore Oil and Gas Board.

In 1985, the federal government and the Province of Newfoundland and Labrador signed the Atlantic Accord which sets out the principles of joint management of offshore oil and gas resources located in the Newfoundland and Labrador offshore regions. The Accord gives the province final approval over decisions relating to the mode of development. The Government of Canada has final approval over decisions on the pace and mode of exploration, and the pace of development.

A number of specific programs were set up to implement the new management regime created by the Atlantic Accord. A joint Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board was created to make decisions on all matters related to the management of offshore oil and gas resources. This Board will eventually assume the current operational function of the Canada Oil and Gas Lands Administration, and the Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate.

An Offshore Development Fund of $300 million was set up jointly by the two governments to help the province develop the infrastructure needed for oil and gas development.

ROBERTS BANK

The Roberts Bank Environmental Assessment Panel in its March 1979 report concluded that the Roberts Bank Coal Port located immediately south of Vancouver, could be expanded subject to further design work to improve the environmental acceptability of the project.

The Panel recommended that Environment Canada "organize the monitoring of the implementation of the recommendations of this Panel." As a result, the Roberts Bank Environmental Review Committee was formed to coordinate environmental input to the planning and design phases of the proposed expansion, and to ensure that the recommendations of the Environmental Assessment Panel were responsibly addressed. This procedure has proven to be successful. It has also proven effective in securing required federal and provincial cooperation in implementing environmental recommendations and adjusting these recommendations in keeping with altered levels of development activity.

COASTAL ZONE MANAGEMENT

In the United States, Coastal Zone Management is a legislated federal program designed to provide money to the state governments to enable them to plan and regulate virtually all economic development in a prescribed area known as the "coastal zone". Much of this planning and regulatory activity is carried out through local county and community governments. The United States "coastal zone" includes not only marine coasts, but the shorelines of major lakes and rivers as well.

The Canadian approach to "coastal zone management" or "shore zone management" is based on the coordination of numerous agencies with varying mandates, and their acceptance of common principles of environmental management with regard to shore zone areas and systems, and coastal related activities. In British Columbia, the British Columbia Ministry of Environment and Environment Canada have taken the lead role in this coordinative approach.

EXISTING MANAGEMENT SYSTEMS

The management structures of the Canada Oil and Gas Lands Administration and the British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources focus primarily on the licensing and control of hydrocarbon exploration and development activities. However, both do have mechanisms and procedures for considering environmental and socio-economic matters. The Canada Oil and Gas Lands Administration has its own environmental and socio-economic staff to provide advice and direction on environmental matters and seeks advice and assistance from other government agencies when it is appropriate to do so. The British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources relies on advisory services from the British Columbia Ministry of Environment and other provincial agencies.

The Panel believes that environmental and socio-economic input considered by the regulatory authority should have the same weight as other factors. To achieve this, the existing systems for managing petroleum exploration activity must be altered to ensure that they are integrated with the management of other coastal resources and with community development activities. In addition, the regulatory authority must involve the British Columbia Ministry of Environment, Environment Canada and the Department of Fisheries and Oceans — the main environmental agencies — as managerial partners, not merely as agencies to be consulted.

Furthermore, the Panel is concerned that in a major west coast offshore exploration activity, government may find it difficult to attract and maintain the numbers of highly qualified and experienced personnel it will need to effectively carry out its regulatory responsibilities. The Panel believes that some means must be developed to enable regulatory agencies to retain these people and to overcome the constraints normally experienced by the public service in competing with the private sector.

The unique and sensitive west coast offshore environment requires special measures to ensure its protection. In addition, the depth and extent of public concerns that exist about potential offshore exploration make it essential to provide for the involvement of the local and regional public as full participants in decisions that affect their interests. This involvement must go far beyond merely meeting with groups from time to time to discuss their concerns.

The Panel believes that existing management systems will have difficulty in meeting and fully integrating the special environmental and socio-economic concerns associated with west coast hydrocarbon exploration and in providing a satisfactory mechanism for involving local people. Accordingly, the Panel concludes that an environmental management authority, separate from the regulator's structure but allied intimately to its function, must be created.

> *"... it must be understood that the co-management that we are talking about, is not the co-management the Department of Indian Affairs, the Department of Fisheries, or we'll say the Federal Government, are currently talking about. Co-managment, to them, is an advisory capacity, and co-management to us is the recognition of sovereignty, is that we sit around the table, we sit down as equals." (Wedlidi Speck, Kwakiutl District Council, Fort Rupert, September 1985)*

PROPOSED MANAGEMENT SYSTEM

The overall goals of an environmental management system should be to ensure that the risk and impacts associated with each phase of offshore hydrocarbon activity are minimized and that regional and local economic benefits are maximized.

To achieve these goals, the system must be capable of meeting the following requirements:

1. It must be responsive to the nature and intensity of the exploration activity, which will begin in a small way and may grow over time. Therefore, its structure must be flexible. The management system must recognize and be capable of reacting to the successive thresholds of offshore hydrocarbon activity as they evolve.

2. It must be capable of ensuring coordination between the regulatory authority and other permitting agencies, such as the Canadian Coast Guard and the British Columbia Ministry of Lands, Parks and Housing, and between the regulatory authority and those agencies whose interests are affected by hydrocarbon exploration activity such as the British Columbia Ministry of Environment, Environment Canada, the Department of Fisheries and Oceans, the British Columbia Ministry of Municipal Affairs, the Department of Indian Affairs and Northern Development, municipalities and Indian Bands.

3. It must ensure significant local involvement in regulatory decision-making and planning.

To meet the first requirement, offshore hydrocarbon activity should be divided into two phases: from the present through initial seismic surveying, and from the beginning of exploratory drilling through all subsequent exploration and development. In the first phase, a mechanism for coordinating government activities should be established, supported by an advisory body acting as a conduit for public concerns. In the second phase, a more formalized environmental management body should be established.

To achieve the three criteria for an effective management system, and to ensure effective environmental management, the management bodies operative in each phase should have the authority to:

- —advise the regulatory authority on environmental and socio-economic measures and controls to be applied during the various phases of hydrocarbon activities on the west coast;
- —coordinate the environmental and socio-economic inputs from various public, private and government agencies;
- —ensure local involvement in shaping decisions;
- —develop terms of reference for focused environmental and socio-economic project assessments and public reviews, and where appropriate, conduct these assessments and reviews;
- —obtain strategic plans, policies and programs from communities and resource agencies;
- —ensure that investigations and research related to environmental and socio-economic considerations in ongoing offshore exploration activity are carried out, and are appropriate in terms of need;
- —ensure environmental and socio-economic impacts related to ongoing offshore exploration activity are effectively monitored;
- —ensure the examination of the cumulative subsea effects of the disposal of drilling muds and cuttings;
- —establish mechanisms to ensure that environmental regulations are followed; and
- —ensure that appropriate measures for compensation are in place and, in the second phase, appoint an arbitrator or compensation board as required to resolve disputes related to compensation issues.

As offshore exploration activity progresses, circumstances will arise in which many of the original recommendations and concerns of the Panel will no longer be appropriate. A major function of the management body would be to interpret and amend the original recommendations of the Panel in the light of changing circumstances and actual experience gained. However, the major recommendation that a 20 kilometre exclusion zone be established should not be open for revision.

"I think it would be in Chevron's interest and also in the areas of interest to look at something like, say, a regional, call it an advisory committee, where you could have people from various communities essentially give them information on your programs, see if there's any concerns. It would also act for you as people going back to the community with an understanding of what's going on." (Walter McClellan, Municipal Clerk, District of Kitimat, Kitimat, September 1985)

ENVIRONMENTAL COORDINATING COMMITTEE

Since the implementation of many of the Panel's recommendations will become the responsibility of various agencies and bodies, a mechanism for coordinating their implementation needs to be established.

The Panel believes that a committee similar to the Roberts Bank Environmental Review Committee should be constituted immediately to oversee the implementation of recommendations applicable during the first period of exploration activity and to carry out the required central environmental management responsibilities during that time.

The Panel recommends that a West Coast Offshore Petroleum Environmental Coordinating Committee be established immediately to ensure that the Panel's recommendations relevant to the early stages of offshore hydrocarbon activity are implemented.

The Panel recommends that the West Coast Offshore Petroleum Environmental Coordinating Committee be created under the authority of the federal and British Columbia Ministers of Environment and include representation from the British Columbia Ministry of Environment, Environment Canada (Pacific and Yukon Region), the Department of Fisheries and Oceans (Pacific and Yukon Region), the British Columbia Ministry of Municipal Affairs, the Department of Indian Affairs and Northern Development (British Columbia Region), the Canada Oil and Gas Lands Administration and the British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. It should report to the two Ministers of Environment on a semi-annual basis and at threshold points throughout the early stages of exploration activity.

In addition to meeting the requirements for the environmental management system previously identified by the Panel, a mandate for the Environmental Coordinating Committee should include the following activities:

1. Provide advice to the regulatory authority and operators on environmental planning and design matters.
2. Present research programs recommended by the Panel, and further developed by this Environmental Coordinating Committee, to appropriate funding sources such as the Environmental Studies Revolving Fund, and monitor the progress of such research.
3. Ensure that computer based mapping and data banks are established, managed and updated.

PUBLIC ADVISORY COMMITTEE

The Environmental Coordinating Committee and the regulatory authority must be provided with the advice and concerns of the public in the region and, in turn, must regularly inform the public of the nature and progress of offshore exploration activities.

The Panel recommends that a three-person Public Advisory Committee be appointed by the federal and British Columbia Ministers of Environment. This Committee will be charged with advising the regulatory authority and the Environmental Coordinating Committee about public concerns and with undertaking public information and education programs. Representation on this Committee should include local, native and fishing interests.

The Public Advisory Committee's overall objective is to inform and educate the public, receive local knowledge, determine local concerns, and identify and mitigate or avoid problems.

The responsibilities of the Public Advisory Committee should include the following:

—conducting public information and education programs including the publication of newsletters, eventually establishing local information offices, and conducting field and community visits;

—coordinating public information and participation efforts between and among the regulatory authority, operators, the Environmental Coordinating Committee and other involved agencies;

—meeting regularly with the regulatory authority, with the operator and with the Environmental Coordinating Committee to provide information on public concerns, provide advice on research and monitoring, and receive information on current activities;

—overseeing the socio-economic monitoring efforts; and

—providing an annual report to the Ministers of Environment regarding the state of these affairs.

Public information and education programs should have the following characteristics:

1. all relevant information should be objective and available locally in a form that can be easily understood; and
2. information should include specific details that would be useful to local residents such as the scale, location, equipment and procedures of offshore exploration, the possible effects on resources and communities, sources of further information and opportunities to participate.

The Environmental Coordinating Committee and the Public Advisory Committee should be provided with a coordinator and with appropriate operating funds.

These two bodies should carry out their functions within the management system from the time of acceptance of this report through the period of seismic exploration, to such time as a proposal for exploratory drilling is received by the regulatory authority. Should plans for offshore exploration cease, the Environmental Coordinating Committee and Public Advisory Committee would be disbanded.

ENVIRONMENTAL MANAGEMENT AUTHORITY

At the time an application to drill is received, it will be clear that the offshore exploration activity is embarking upon a new, more sustained and more significant phase. At this point, interim arrangements put in place during the earlier and more uncertain phases of exploration should become subsumed under a more permanent management structure.

The Panel recommends that a West Coast Offshore Petroleum Environmental Management Authority be appointed and assume its duties at such time as the first proposal for exploratory drilling is received by the regulatory authority.

The Panel recommends that the membership of the Management Authority shall comprise five representatives of the regional public appointed jointly by the Ministers of Environment for Canada and British Columbia upon nomination by the Offshore Alliance of Aboriginal Nations, the north coast grouping of the Union of British Columbia Municipalities, the British Columbia Ministry of Environment, Environment Canada and the Department of Fisheries and Oceans.

This body should officially assume authority for all activities conducted by the Environmental Coordinating Committee and the Public Advisory Committee and shall be responsible for overseeing and guiding the regulatory authority's environmental and socio-economic activities.

The Environmental Coordinating Committee and the Public Advisory Committee should serve as advisors and operating arms of the Environmental Management Authority. The Environmental Management Authority should be provided with a full time coordinator, office support staff and appropriate operating funds.

14. ACTION PLAN

This section lays out an action plan for undertaking the various activities required to manage the environmental and socio-economic effects of west coast offshore hydrocarbon exploration.

STAGES OF HYDROCARBON ACTIVITY

The Panel has identified the following stages for implementation of its recommendations:

—before seismic surveying begins;

—before exploratory drilling begins;

—after an initial discovery and before completion of delineation drilling; and

—during the development and production stages.

If seismic surveys identify several potential structural traps, these stages could begin in different locations at different times, so the actions proposed for each stage would come into effect at different times.

RECOMMENDATIONS AND ACTIONS WHICH RELATE TO THE PERIOD PRIOR TO SEISMIC SURVEYING

The following general recommendations are to be acted upon during this phase:

Actions

—Establish a West Coast Offshore Petroleum Environmental Coordinating Committee;

—Establish a West Coast Offshore Petroleum Public Advisory Committee;

—Implement areal, seasonal and technical constraints for seismic surveying;

—Initiate communications between seismic operators and the fishing industry, including the preparation of information booklets on regional fishing techniques and practices and seismic survey operations;

—Initiate an ongoing public information and education program, including provision of information on seismic surveying, timing and routes;

—Design and implement monitoring and surveillance programs for seismic surveying including measures to ensure that the data from these programs are used to determine the effects of continued seismic survey operations;

—Upgrade regulations on seismic surveying in accordance with monitoring and research results; and

—Design and implement compensation arrangements appropriate to seismic surveying.

Research

—Design and initiate research programs to be undertaken in conjunction with the operation of the seismic survey vessel to determine the nature and extent of lethal and sublethal effects of seismic operations on marine biota, particularly ichthyoplankton and juvenile fish.

RECOMMENDATIONS AND ACTIONS WHICH RELATE TO THE APPROVAL OF EXPLORATORY DRILLING

The time available during initial seismic surveying must be used to acquire sufficient knowledge about the marine biophysical and socio-economic environment to allow the potential impacts of any site-specific drilling proposal in the region to be assessed confidently and to allow appropriate terms and conditions for dealing with these potential impacts to be specified.

The following recommendations are to be acted upon before exploratory drilling is approved:

Actions

—Establish a West Coast Offshore Petroleum Environmental Management Authority;

—Implement temporal and spatial restrictions, and operational and design requirements, on exploratory drilling operations;

—Develop and put in place oil spill contingency plans of both industry and government;

—Improve storm prediction ability to provide a minimum of six hours advance warning of severe storms;

—Ensure that the capacity of the Canadian Coast Guard to respond effectively to offshore oil spills is upgraded;

—Develop and put in place contingency plans for managing the commercial fishery in the event of a major oil blowout;

—Ensure that provisions are made for drilling relief wells;

—Monitor marine traffic in the region, and when necessary, design and implement a marine traffic management system;

—Implement drilling mud restrictions;

—Ensure that adequate spill prevention and cleanup equipment is available to deal with possible spills of toxic materials during transfer operations;

—Develop strategies for the use of dispersants and incorporate them into the contingency plans of government and industry;

—Implement aircraft and support vessel routing and operational guidelines;

—Ensure that biological monitoring and surveillance programs are upgraded appropriately;

—Initiate monitoring of the effects of rig lighting on birds;

—Ensure that arrangements are in place to regularly test and evaluate operator and government contingency plans;

—Initiate a program to monitor socio-economic effects;

—Implement public information and education programs;

—Ensure that compensation programs and the means for their administration are upgraded to a level appropriate to that required to deal with possible damage to property, income and resources during exploratory drilling; and

—Conduct site specific public reviews of proposed drilling programs, if necessary.

The decision as to whether public reviews would be necessary to evaluate drilling applications and the nature of such reviews can only be made by the Environmental Management Authority after it has considered the proximity of the proposed drilling to other marine resource users, the possible impacts on biota and the possible socio-economic impacts.

Research

—Ensure that the coastal sensitivity mapping begun under the Environmental Studies Revolving Fund is expanded and that it includes data on the native food fishery, and ensure that this program is maintained jointly by industry, the Department of Fisheries and Oceans and the British Columbia Ministry of Environment;

—Ensure that an inventory of archaeological and cultural sites vulnerable to oil blowout damage is completed;

—Improve significantly the quality and quantity of information relating to native food fisheries in the region;

—Ensure that the Department of Fisheries and Ocean's subsurface current studies are continued in the vicinity of drilling sites, and that surface currents as well as wind data are included in trajectory models used for contingency planning;

—Initiate a major research program to determine the sublethal effects of naturally and artificially dispersed crude oil on the critical life stages of migrating salmonid species;

—Identify the locations, species and numbers of seabirds in, and the use made of, mainland coastal seabird colonies bordering Hecate Strait and Queen Charlotte Sound; and

—Develop a comprehensive research program designed to reduce data gaps necessary to develop a credible model of the impact of an oil blowout on important fish species at their various life stages.

RECOMMENDATIONS AND ACTIONS RELATED TO THE PERIOD FOLLOWING THE DISCOVERY OF HYDROCARBONS AND BEFORE THE COMPLETION OF DELINEATION DRILLING

At this stage of hydrocarbon activity, the future production of oil or gas is a real possibility. At least three to four years will have elapsed since the beginning of seismic exploration. The issues related to the production of offshore hydrocarbons are substantial and differ to some extent from those related to exploration.

The approach to this activity must be thoroughly planned, since the possible introduction of a major industry into the region may bring significant social problems as well as benefits.

At this point, the Environmental Management Authority will have to consider the level and quality of information needed to prepare for production and development.

RECOMMENDATIONS AND ACTIONS THAT RELATE TO DEVELOPMENT AND PRODUCTION

Following the definition of a commercial discovery and before development and production approvals are granted, the Environmental Management Authority should:

—Develop focused guidelines to assess potential environmental and socio-economic impacts of proposed developments;

—Evaluate the applicability of research conducted throughout the exploration phase, to the assessment and management of development and production;

—Complete full formal public reviews of production and development proposals; and

—Ensure that the public has been fully informed regarding these procedures and potential developments.

15. SUMMARY OF RECOMMENDATIONS

The following is a restatement of each of the Panel's recommendations as contained in the main body of the report. For ease of reference, the recommendations are listed section by section.

PROCESS

The Panel recommends that public environmental assessment reviews of broad industrial activities proposed within large geographic regions be conducted in such a manner that government, through interdepartmental coordination, be required to prepare the environmental impact statement, and to present this information in the appropriate forum for public review.

The Panel recommends that a specific proponent not be designated for environmental assessment reviews unless the regulatory agencies have the capacity to enforce the proponent's continued participation.

The Panel recommends that:

1. **The Governments of Canada and British Columbia develop policies on intervenor funding for formal public reviews that will enable funds to be made available to communities and organizations to participate effectively in public review processes; and**

2. **financial assistance be directed to communities and groups to help them analyze and understand existing information, to develop and articulate positions and concerns, and to organize and present their own briefs.**

ISSUES AND KEY RECOMMENDATIONS

The Panel recommends that the regulatory authority ensure, as a paramount priority, a high level of training, experience and competence for drilling personnel and the highest standard of equipment; also that frequent inspections of systems, equipment, and personnel are carried out, and that a satisfactory level of weather forecasting is available to drilling operations.

The Panel recommends that drilling be prohibited within an exclusion zone of 20 km from any point of land for the protection of important marine life in the event of an offshore oil blowout.

The Panel recommends that exploratory drilling operations outside the 20 km exclusion zone be initially confined to the months of June to October inclusive to ensure weather more favourable to drilling operations, to mitigate the likelihood of an oil blowout and to protect important biological species during critical phases of their life cycles.

The Panel recommends that a mechanism be established to ensure participation of the public of the region, in ways acceptable to them, in the management and decision-making related to offshore hydrocarbon exploration.

The Panel recommends that in designing programs and mechanisms for the involvement of the public of the region in the management and decision-making relating to offshore hydrocarbon exploration and its impact on marine resources, government develop means to ensure aboriginal peoples are involved.

The Panel recommends that a government compensation policy covering all stages in an exploration program be established before exploration activity begins.

SEISMIC SURVEYING

The Panel recommends that:

1. **a seismic survey program such as that proposed by Chevron be permitted to proceed, providing that half the program is conducted in the first year of operation and the remainder in the second year;**

2. **the program be conducted with no less than a 3-km line spacing pattern, and a maximum survey length of 5,200 km;**

3. **during both seasons of seismic surveying, the Department of Fisheries and Oceans carry out extensive monitoring and experimentation in conjunction with the seismic survey vessel to determine the nature and extent of any resulting damage;**

4. **such data collection and experimentation be used by the regulatory authority to determine the likely long-term effects of seismic operations on marine biota, particularly eggs and larvae, and be applied in determining the appropriate controls and regulations to any future seismic surveys; and**

5. **until such time as the results of monitoring and experimentation have been evaluated, no other marine seismic survey operations be permitted.**

The Panel recommends that during the sensitive gray whale migration and herring spawning periods of March, April, May, November and December, seismic operations not occur within 10 km of shore.

The Panel recommends that when marine mammals are observed within 2 km of the airgun array, the survey temporarily cease until the mammals have moved out of the area.

The Panel recommends that, for purposes of general operations, seismic surveying be restricted to airguns only.

The Panel recommends that where the use of explosives in shallow water seismic surveys is required to connect land and sea surveys, approval only be granted where:

1. **there are no alternatives;**
2. **explosives are buried within boreholes within the sea floor; and**
3. **the program is subjected to specific approval from the Department of Fisheries and Oceans as to timing and location.**

The Panel recommends that booklets be produced and widely distributed describing the fishing techniques employed on the British Columbia coast, illustrating the different methods and seasons used to catch fish and shellfish, and describing seismic survey operations.

The Panel recommends that the operators of the seismic vessels meet with the members of the fishing industry before surveying begins to identify potential heavy fishing areas and seasons and to familiarize themselves with the local fishing equipment and techniques.

ROUTINE EXPLORATORY DRILLING AND SUPPORT OPERATIONS

The Panel recommends that regulatory authority not give approval to drill until the Atmospheric Environment Service of Environment Canada is satisfied that the capability exists to provide a minimum of 6 hours advance warning of severe storms to enable an offshore drilling operator sufficient time to safely and efficiently disconnect from the wellhead.

The Panel recommends that the Department of Fisheries and Oceans develop and implement a program to improve general knowledge of current movements in the region, and in particular, in the area of a drilling location when one is proposed.

The Panel recommends that before drilling occurs, a proposed site must be evaluated by the operator and the regulatory authority for its potential susceptibility to earthquake-induced turbidity flows, and that if the potential exists, wellhead design will be such that the well remains safely shut-in.

The Panel recommends that operators be required to undertake an extensive site survey of the seabed, including a seismic sparker survey, when investigating an area for a specific drilling location.

The Panel recommends that only chrome-free lignosulphonate be used for drilling muds in offshore exploratory drilling operations on the west coast.

The Panel recommends that the regulatory authority require industry to use only those drilling mud products with low to zero heavy metal content, and that industry routinely sample their supplies to ensure the approved standards are maintained.

The Panel recommends that, to reduce the need to use oil as a spotting fluid to free stuck drill collars, spiral or straight grooved drill collars be used for all drilling operations.

The Panel recommends that if oil must be used to free collars, mineral oil or another nontoxic type of oil be used.

The Panel recommends, under special circumstances requiring the use of oil-based drilling muds, that:

1. **only mineral oil-based muds be used;**
2. **a closed system be used in which no oil-based drilling muds are released into the sea; and**
3. **the amount of oil adhering to the cuttings be minimized by jet washing at the shale shaker and by collecting the oil.**

The Panel recommends that, to minimize disturbance to marine mammals and birds from aircraft noise, the Canadian Wildlife Service of Environment Canada and the British Columbia Ministry of Environment develop guidelines to prevent disturbances to sensitive species, and that these guidelines be followed by aircraft operators involved in the west coast offshore exploration program.

The Panel recommends that Transport Canada develop a mechanism to ensure that flight constraints around sensitive marine mammal and bird areas be applied to all aircraft operators in the area.

The Panel recommends that:

1. **where feasible, drill rig marking lights consist of high intensity strobe or other types of intermittent lights;**

2. **working lights be masked or shielded to minimize outward illumination; and**

3. **the attraction of birds to rig lights be monitored and reports published monthly on bird kills so that data is collected to better evaluate and mitigate potential problems.**

The Panel recommends that during the exploration phase of offshore oil and gas activity, shorebase facilities be developed within the industrial zones of existing communities.

The Panel recommends that where sediment removal processes are evident at a drill site, the wellhead cut-off point below the seabottom be increased to three metres.

The Panel recommends that the Canadian Coast Guard closely monitor any increase in ship traffic and, if and when offshore drilling is approved, develop and enforce the use of a marine traffic management system in the region.

SOCIO-ECONOMIC EFFECTS OF ROUTINE OPERATIONS

The Panel recommends that, in the event of expanded exploration, the Department of Indian Affairs and Northern Development and the British Columbia Ministry of Municipal Affairs provide funding and other assistance to potentially affected communities so that these communities can initiate ongoing monitoring programs related to the socio-economic effects of offshore hydrocarbon exploration and initiate programs to deal with these effects.

The Panel recommends that a public information and education program be initiated immediately through consultation with area residents, industry and the regulatory authority.

The Panel recommends that, as a condition of obtaining an Exploration Agreement, an operator establish a preferential hiring policy for employing local residents assuming equivalent skills, and that the operator ensure contractors follow the same policy.

The Panel recommends that government and industry review existing training programs, and if exploration activity is expanded, implement training to enable local residents to qualify for offshore petroleum-related jobs.

The Panel recommends that industry, in an expanded exploration program, develop programs in consultation with area residents that would enable them to pursue, as far as possible, traditional activities while employed in offshore exploration.

The Panel recommends that, as a condition of obtaining an Exploration Agreement, an operator establish policies giving preference to local suppliers of goods and services, and that the operator ensure contractors follow the same policy.

HYDROCARBON BLOWOUTS

The Panel recommends that the regulatory authority not approve the drilling of any exploratory well until the operator has proven that formal arrangements are in place to bring in a relief well drilling unit to a blowout site and begin drilling a relief well within 14 days of a decision to mobilize, regardless of inclement weather or other inhibiting factors. The arrangements to start mobilizing a relief well unit are to be put into action within 48 hours of the start of a blowout.

The Panel recommends that, before exploratory drilling begins, the regulatory authority take steps to:

1. **directly assess the experience, training, testing, and supervisory capabilities of drilling personnel;**

2. **ensure the best quality equipment, meeting the toughest standards of design, is used in all drilling and well-control operations;**

3. **develop effective surveillance, inspection and enforcement programs and practices related to well control, and ensure that these programs and practices are carried out in a thorough and timely manner; and**

4. **ensure that programs include frequent, unannounced inspections and exercises to ensure that appropriate drilling procedures, standards and regulations are being met, and to verify that drilling personnel and equipment are prepared for responding to drilling emergencies and blowouts.**

THE FATE AND EFFECTS OF OIL IN THE MARINE ENVIRONMENT

The Panel recommends that the Department of Fisheries and Oceans conduct research to determine the lethal and sublethal effects of naturally and artificially dispersed crude oil on critical life stages of migrating salmonid species.

The Panel recommends that the Department of Fisheries and Oceans, in cooperation with other agencies, develop a comprehensive research program designed to reduce data gaps necessary to develop a credible model of the impact of an oil blowout on important fish species at their various life stages.

The Panel recommends that, in the event of a blowout, the Department of Fisheries and Oceans be prepared to immediately initiate a major research and monitoring program to gather information on the actual concentrations of dispersed oil in the water column and the lethal and sublethal effects on important west coast species, particularly salmon and herring, at critical life stages, in order to assess more accurately the effects of oil on these species.

The Panel recommends that, before exploratory drilling begins, Environment Canada (Canadian Wildlife Service), assisted by appropriate provincial agencies, undertake inventory surveys of the coastline of the region as well as adjacent shelf waters, to establish baseline information on the population, location and behaviour of coastal bird species for contingency planning purposes.

The Panel recommends that the operator, as part of its oil blowout contingency plan, identify experts on bird cleaning who will be available on call to direct local efforts to clean oiled birds.

The Panel recommends that programs be undertaken to improve the quality and quantity of information related to native food fisheries in the region.

The Panel recommends that, before exploratory drilling begins, the Department of Fisheries and Oceans develop a contingency plan for managing the commercial fishery after a blowout, including monitoring of fish for tainting and administration of closures.

OIL BLOWOUT CONTINGENCY PLANNING AND COUNTERMEASURES

The Panel recommends that, before exploratory drilling is approved, the regulatory authority ensure that:

1. **coastal sensitivity mapping begun under the Environmental Studies Revolving Fund is expanded to cover areas that are inadequately mapped;**

2. **the native food fishery and resource harvesting activity are included within this mapping, with native people involved in acquiring and developing this information;**

3. **arrangements are in place to ensure that sensitivity mapping is maintained and updated jointly by the British Columbia Ministry of Environment, Environment Canada, the Department of Fisheries and Oceans and industry; and**

4. **the Heritage Conservation Branch of the Government of British Columbia complete an inventory of archaeological and cultural sites vulnerable to oil and ensure that measures to protect these sites from inappropriate cleanup procedures are included in contingency plans.**

The Panel recommends that, in the event of a blowout:

1. **the Canadian Coast Guard coordinate government involvement in responses to an oil spill resulting from a blowout; and**

2. **the Canada Oil and Gas Lands Administration and the British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources coordinate government responsibilities for rig-related actions to control blowouts.**

The Panel recommends that the regulatory authority ensure the establishment of programs to train, organize and equip local residents for participation in oil spill countermeasures and cleanup.

The Panel recommends that, before exploratory drilling is approved, the regulatory authority ensure that arrangements are in place to regularly test and evaluate operator and government contingency plans.

The Panel recommends that the regulatory authority ensure that at least one full scale oil blowout response practice exercise is carried out during the initial exploration period, and if an extended exploration program takes place, that at least one exercise is carried out each year.

The Panel recommends that, before exploratory drilling is approved, the regulatory authority require operators to provide detailed descriptions of:

1. **the monitoring and surveillance procedures and equipment that would be used to monitor the location of slicks from a blowout;**

2. **the location and availability of equipment and how it would be deployed; and**

3. **the adequacy of these procedures and equipment for use in tracking slicks from a blowout at the specific drilling site.**

The Panel recommends that at least one year before exploratory drilling begins, the Department of Fisheries and Oceans, in cooperation with industry, implement a surface current measuring program in the region of the drilling site, and that industry include surface current effects for the purpose of developing contingency plans.

The Panel recommends that during oil spill countermeasure operations, emphasis be placed on the use of radio-located tracking buoys as sensors to provide position updates for oil slick tracking.

The Panel recommends, that before exploratory drilling is approved, the Canadian Coast Guard upgrade its resources for responding effectively to offshore oil spills, including trained personnel, modern equipment, depots, communications systems, and the logistical capability to deploy these resources quickly.

The Panel recommends, before exploratory drilling begins, that:

1. **Environment Canada and the British Columbia Ministry of Environment clarify the circumstances under which their respective governments would permit or prohibit the use of dispersants, and in cooperation with industry, develop a strategy for the use of dispersants if these are not prohibited; and**
2. **operators incorporate this dispersant strategy into their contingency plans.**

The Panel recommends that, before exploratory drilling is approved, operators include specific strategies in their contingency plans, for cleaning up shorelines that are vulnerable to oil from a blowout at the a proposed drilling site, including details on the types and availability of equipment that would be used, manpower requirements, training provisions, operational logistics and guidelines for cleaning up individual shoreline areas.

COMPENSATION

The Panel recommends that a government compensation policy covering all stages in an exploration program be established before exploration activity begins, and that this policy be based upon the following basic principles:

1. **Compensation is to be provided for situations involving loss of, or damage to, property and equipment.**
2. **Compensation is to be provided for situations involving loss of income.**
3. **Compensation is to be provided for situations involving loss of, or damage to, common property resources.**
4. **Attributable and nonattributable damages and losses are to be covered.**
5. **The burden of proof in any dispute over compensation for damages or income loss is to rest with the oil companies rather than the claimant; the onus is to be on the companies to support their disclaimer "on the balance of probability."**
6. **As both the oil industry and government will share in benefits to be gained from the exploration program, both should share in the financial responsibility for any common property resource losses or damages incurred.**
7. **Compensation programs relating to common property resource losses should emphasize replacement of the resource rather than financial compensation.**

The Panel recommends that any disputes arising out of compensation claims relating to routine operations that cannot be resolved between the two parties be referred to third party arbitration.

The Panel recommends that a policy for compensating losses and damage resulting from significant oil well blowouts, following the basic principles set out by the Panel and containing the elements outlined by the Panel, be in place before any exploration drilling begins.

The Panel recommends that before any drilling begins, each operator be required to post a $40 million bond or irrevocable letter of credit.

The Panel recommends that government accept a financial liability of $10 million towards any resource rehabilitation programs that are found necessary to replace resources lost from an oil well blowout.

The Panel recommends that the absolute financial liabilities to be borne by the operator and government for resource rehabilitation programs not exceed $20 million to be borne equally by government and the operator.

The Panel recommends that in the event of a blowout, the need for resource rehabilitation programs be determined by government, and that these programs be designed and implemented by the appropriate government agencies.

The Panel recommends that a West Coast Offshore Compensation Board be appointed if and when a significant oil well blowout occurs.

The Panel recommends that the West Coast Offshore Compensation Board consist of at least three members, include equal representation from the oil industry and the fishing industry, and be headed by an independent Chairman.

MANAGING FOR ENVIRONMENTAL PROTECTION

The Panel recommends that a West Coast Offshore Petroleum Environmental Coordinating Committee be established immediately to ensure that the Panel's recommendations relevant to the early stages of offshore hydrocarbon activity are implemented.

The Panel recommends that the West Coast Offshore Petroleum Environmental Coordinating Committee be created under the authority of the federal and British Columbia Ministers of Environment and include representation from the British Columbia Ministry of Environment, Environment Canada (Pacific and Yukon Region), the Department of Fisheries and Oceans (Pacific and Yukon Region), the British Columbia Ministry of Municipal Affairs, the Department of Indian Affairs and Northern Development (British Columbia Region), the Canada Oil and Gas Lands Administration and the British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. It should report to the two Ministers of Environment on a semi-annual basis and at threshold points throughout the early stages of exploration activity.

The Panel recommends that a three-person Public Advisory Committee be appointed by the federal and British Columbia Ministers of Environment. This Committee will be charged with advising the regulatory authority and the Environmental Coordinating Committee about public concerns and with undertaking public information and education programs. Representation on this Committee should include local, native and fishing interests.

The Panel recommends that a West Coast Offshore Petroleum Environmental Management Authority be appointed and assume its duties at such time as the first proposal for exploratory drilling is received by the regulatory authority.

The Panel recommends that the membership of the Management Authority shall comprise five representatives of the regional public appointed jointly by the Ministers of Environment for Canada and British Columbia upon nomination by the Offshore Alliance of Aboriginal Nations, the north coast grouping of the Union of British Columbia Municipalities, the British Columbia Ministry of Environment, Environment Canada and the Department of Fisheries and Oceans.

WEST COAST OFFSHORE EXPLORATION
ENVIRONMENTAL ASSESSMENT PANEL

EWAN COTTERILL (Chairman)

Charlie Bellis

Peter Gelpke

Allen Milne

Norman (Sonny) Nelson

APPENDIX A

PANEL TERMS OF REFERENCE

INTRODUCTION

In keeping with the Memorandum of Agreement signed by the Governments of Canada and British Columbia on September 8, 1983, the Panel is to conduct a formal public review of the environmental and directly related socio-economic consequences of offshore hydrocarbon exploration in the Agreement area, north of Vancouver Island. This review is necessary before any consideration can be given to lifting the federal and provincial moratoria on exploration in the area.

The Panel shall operate under a joint framework established under the federal Environmental Assessment and Review Process and the provincial Environment Management Act. Chevron Canada Resources Limited has been designated as the proponent in the Hecate Strait, Queen Charlotte Sound and Queen Charlotte Strait areas for the purposes of the review.

SECRETARIAT

The Federal Environmental Assessment Review Office and the provincial Ministry of Environment shall provide both the budget and secretariat to the Panel.

PANEL MANDATE

The mandate of the Panel shall be to review and assess the environmental and directly related socio-economic effects of offshore hydrocarbon exploration in the Agreement area and to present recommendations to the federal and provincial Ministers of Environment on the terms and conditions under which hydrocarbon exploration could proceed in a safe and environmentally responsible manner. In fulfilling its mandate, the Panel shall provide adequate opportunity for public review of the proposed exploration projects in order to ensure that all environmental and directly related socio-economic considerations are accounted for.

EXEMPTIONS

The Panel shall preclude from its review questions of energy policy, jurisdiction or land claims. Issues concerning the production and development phase will not form part of this review although such issues as they relate to these phases may be identified for future public review should exploration lead to a commercial discovery.

SCOPE OF PANEL REVIEW

The objective of the review is to recommend the terms and conditions under which exploration might proceed in a safe and environmentally responsible manner, should a decision be made to resume exploratory drilling activity.

In this context, as background to the review, the Panel should receive information on:

1. the general offshore geology and areas of hydrocarbon potential;
2. the nature and extent of exploration activities anticipated to be undertaken in the areas of interest; and
3. the relevant biophysical phenomena and socio-economic issues found in the area of interest.

The Panel review shall address:

1. the potential effects of the marine environment on offshore exploration activity;
2. the environmental and directly related socio-economic effects of offshore exploration activity on coastal and marine environments and the uses thereof; and,
3. the significance of the effects identified in 1. and 2. above, and measures of dealing with these effects.

REPORT AND RECOMMENDATIONS

The Panel shall submit a report of its findings to the federal and provincial Ministers of Environment; the Panel's report shall be submitted on or before November 30, 1985.

The report shall include:

1. seasonal and regional concerns associated with offshore exploration;
2. where appropriate, an identification of information gaps which may prevent a full assessment of impacts and risks prior to commencement of exploration; and,
3. recommendations on the terms and conditions under which exploration might proceed in a safe and environmentally responsible manner, should a decision be made to resume exploratory drilling activity.

The Panel is invited to provide additional information on related subjects which are consistent with these Terms of Reference.

PANEL REVIEW PROCESS

In the process of the public review, public hearings should be conducted in a non-judicial but structured manner to allow examination of information presented to the Panel.

The main components of the Panel Review shall be as follows:

1. Initial Environmental Evaluations (IEEs) from Petro-Canada and Chevron and other supporting documentation, including the results of the Technical Evaluation, shall be submitted to the Panel and made available to the public;
2. based on its examination of this documentation and public comment the Panel shall ask for additional information if necessary; and
3. the documents noted above, plus the supplemental information asked for by the Panel shall constitute the "Environmental Impact Statement" for purposes of this public review.

PROCEDURES

Detailed written procedures for the conduct of the review shall be established by the Panel and made available to the public.

APPENDIX B

PANEL MEMBER BIOGRAPHIES

MR. EWAN COTTERILL (CHAIRMAN)

Mr. Cotterill is a consultant in public affairs and resource management. He has extensive experience with northern resource development as a senior federal civil servant and as an executive with the oil industry. He is well acquainted with native and community interests. He is a former Assistant Deputy Minister in the federal Department of Indian Affairs and Northern Development and was Assistant Commissioner of the Northwest Territories. Mr. Cotterill has also served as Executive Chairman of the Federal Environmental Assessment Review Office. Most recently, he was a Vice President of Dome Petroleum Ltd. and was a chairman of the Arctic Petroleum Operators' Association.

MR. CHARLIE BELLIS

Mr. Bellis has lived and worked on the Queen Charlotte Islands all his life. He has spent many years working as a commercial fisherman and owns his own fishing boat. He is a past director of the Council of the Haida Nation and currently lives in Masset. Mr. Bellis also ran a tugboat on the Queen Charlotte Islands for eight years, engineered on a crab boat and has been a member of the Fishery Advisory Committee to the Department of Fisheries and Oceans for ten years. He has also been on the Board of Directors for the Credit Union in Masset and is the Fisheries Coordinator for the Council of the Haida Nation.

MR. PETER GELPKE

Mr. Gelpke is a petroleum engineer and executive with thirty-eight years of experience in the exploration and production sectors of the oil and gas industry, both in the domestic and international fields. He has held senior engineering and management positions working for Shell, Total and Mobil companies in many areas of the world, and for Trafalgar House and the Comex Group in Europe. His work has included involvement with all aspects of offshore exploration and production programs in the Middle East, Far East and North Sea. Mr. Gelpke returned to Canada three years ago and now lives in West Vancouver where he operates a small consulting business. He is a registered Professional Engineer in the Provinces of British Columbia and Alberta.

MR. ALLEN MILNE

Mr. Milne is a scientist and oceanographer now living in Sidney, British Columbia. His career included 29 years with the federal government, primarily in British Columbia, where he was involved with scientific research and oceanographic studies. Prior to leaving the government in 1979, he spent five years as Head of Arctic Marine Sciences at the Pat Bay Institute of Ocean Sciences. Since 1979, he has undertaken a number of consulting assignments including the conduct of environmental impact studies relating to oil and gas development in the Canadian Beaufort Sea area.

MR. NORMAN (SONNY) NELSON

Mr. Nelson has over 25 years of management experience in British Columbia's fishing industry. After having managed fishing operations in Vancouver, Prince Rupert and Alaska, Mr. Nelson joined British Columbia Packers where he became Vice President of Pacific Operations and was elected to their Board of Directors (1977-1983). Since 1980 Mr. Nelson has functioned as a Fisheries Consultant to British Columbia Packers. Mr. Nelson currently resides in West Vancouver.

APPENDIX C

TECHNICAL SPECIALISTS BIOGRAPHIES

DR. JAMES DARLING — MARINE MAMMALS

Dr. Darling has a B.Sc. in Biology (1972) and a M.Sc. in Zoology (1978) from the University of Victoria, and a Ph.D. in Biology (1983) from the University of California. He is currently Executive Director of the West Coast Whale Research Foundation (an association of whale researchers in Canada and the United States). Most of his professional experience is related to whale research and has included work for the International Whaling Commission and the World Wildlife Fund.

Dr. Darling replaced Dr. John Ford as the Panel's technical specialist on marine mammals in mid-October 1985.

MS. DIANE ERICKSON — SOCIAL & COMMUNITY IMPACTS

Ms. Erickson is a social impact assessment consultant now living in Victoria. Her work experience includes acting as a consultant to the Town of Inuvik on the potential impacts on municipal responsibilities of proposed oil and gas development in the Beaufort Sea area. She has also been involved in a number of social impact studies in British Columbia. She has a B.A. in Sociology (1969) from York University and a M.A. in Sociology (1974) from the University of British Columbia.

DR. JOHN FORD — MARINE MAMMALS

Dr. Ford obtained his Ph.D. in Zoology from the University of British Columbia in 1985. He is currently on a two year visiting fellowship with the Pacific Biological Station (Department of Fisheries and Oceans) in Nanaimo involved in marine mammals research. He is also involved in work with the West Coast Whale Research Foundation. He has undertaken many field investigations and studies of marine mammals (mainly whales) in the Canadian Arctic and west coast waters.

Dr. Ford stepped down as a technical specialist on marine mammals in early October 1985 because of a potential conflict of interest with his current responsibilities with the Department of Fisheries and Oceans. He was replaced by Dr. Jim Darling.

MR. DAVID FISSEL — PHYSICAL OCEANOGRAPHY

Mr. Fissel obtained a M.Sc. in Oceanography from the University of British Columbia in 1975. Following graduation, he was employed, on a contractual basis, as a physical oceanographer at the Institute of Ocean Sciences in Victoria, British Columbia. He conducted a year-long study of currents and cross-channel pressure differences in Juan de Fuca Strait and played a major role in studies of the circulation of the eastern portion of the Northwest Passage. He joined Arctic Sciences Ltd. in Sidney, British Columbia as a Founding Member in April 1977. He has directed the company's major two-year study of the physical oceanography of western Baffin Bay, along with a follow-up study in 1980. More recently, Mr. Fissel has directed an oceanographic survey of the Canadian Arctic Archipelago in the spring of 1982 and 1983; studies of the currents in the Canadian Beaufort Sea in 1981 and 1982; and ongoing analysis of satellite-tracked drifter data off Labrador in 1981, 1982 and 1983.

MR. CHRIS HATFIELD — OIL SPILLS & RISK ASSESSMENT

Mr. Hatfield is President of Hatfield Consultants Limited of West Vancouver. He has a B.Sc. in Fisheries Zoology from the University of British Columbia (1967) and a M. Sc. in Aquatic Pollution Ecology from Queen's University in Kingston, Ontario (1970). Prior to establishing his own consulting firm in 1974, Mr. Hatfield was head of the Environmental Assessment and Oil Spill Control Program of the Environmental Protection Service (Environment Canada) in Vancouver. Mr. Hatfield's professional experience includes extensive studies and investigations of oil spills, oil spill contingency plans, oil spill risk assessment, oil spill cleanup measures and environmental resources at risk from oil spills. This experience has included work in Canada and overseas (Brazil, Venezuela and Indonesia).

DR. PETER LARKIN — FISHERIES MANAGEMENT

Dr. Larkin is Associate Vice-President, Research; Professor, Institute of Animal Resource Ecology; and Professor, Department of Zoology, all at the University of British Columbia. Dr. Larkin has a M.A. from the

University of Saskatchewan (1946) and a D.Phil. from Oxford University (1948). Prior to joining U.B.C. in 1966, Dr. Larkin spent three years as Director of the Pacific Biological Station (Fisheries Research Board of Canada) in Nanaimo.

He is currently involved in a number of off-campus activities including : Member of the Board of Directors, British Columbia Packers Limited; Member of the Canadian Committee on Seals and Sealing; Members of the Advisory Committee for the International Centre for Living Aquatic Resources Management; and Member of the Steering Committee for the Marine Recreational Fisheries Symposium. His past off-campus activities have included: Member of the National Research Council of Canada (1981-1984); Advisor to the Department of Fisheries and Oceans, on the Salmon Enhancement Program (1974 — 1978); Executive of the Board (1972-1975) and Chairman, Resource Management Committee (1973-1977) to the Fisheries Research Board of Canada; and Member of the Science Council of Canada (1971-1977). Dr. Larkin's main areas of research interest are mathematical modelling of fish population dynamics, theory of resource management, predator-prey relations, science policy mechanisms and research management.

DR. TIM PARSONS — BIOLOGICAL OCEANOGRAPHY

Dr. Parsons is a Professor of Zoology and Oceanography at the University of British Columbia. He received his B.Sc. (1953), M.Sc. (1955), and Ph.D. (1958) from McGill Univesity. Prior to joining the University in 1971, he was a research scientist with the Fisheries Research Board in Nanaimo (1958-1962 and 1964-1971) and a program specialist with UNESCO in Paris from 1962-1964. He was President and Executive Officer of the American Society of Limnology and Oceanography (1969-1972); President of the International Association for Biological Oceanography (1976-1982); and has been a member (since 1973) of the Comite de Perfectionnement de l'Institut Oceanographique (Paris). He is also a member of the Scientific Committee on Oceanic Research and the Fisheries and Oceans Research Council. Dr. Parsons' main professional and research interests are biological oceanography, marine pollution, fisheries oceanography and oceanographic education.

MR. IAN ROBERTSON — COASTAL BIRDS

Mr. Robertson is an independent environmental consultant specializing in marine wildlife and environmental emergencies. He obtained a M.Sc. in Zoology from the University of British Columbia in 1971. He has worked for both government and environmental consultants before establishing his own consulting practice in 1983. He has been involved in numerous studies dealing with coastal birds including: an inventory of West Coast seabirds; a study on fish-eating birds and their interactions with herring; a study on marine birds in the Strait of Georgia; and a study on oiled birds in Vancouver Harbour. He worked for the Environmental Protection Service of Environment Canada between 1974 and 1978, and for part of that time, was Manager of the Environmental Emergencies Branch.

MR. DAVID THOMAS — CHEMICAL OCEANOGRAPHY

Mr. Thomas is a consultant in the fields of chemical oceanography and marine geochemistry. He received his B.Sc. from Queen's University in 1972 and his M.Sc. (in chemical oceanography) from the University of British Columbia in 1975. His research has emphasized heavy metal geochemistry, sediment - seawater interactions and contaminant fluxes in temperate and polar estuarine systems. Included in his studies have been various projects at the basic research level in the laboratory and numerous field studies throughout the Arctic and along the British Columbia coast. Since 1972, Mr. Thomas has participated as a senior scientist on approximately 30 oceanographic cruises involving chemical, physical, biological and geological studies and has served as principal investigator on more than 50 projects in the ocean sciences including oceanographic instrumentation development. In recent years Mr. Thomas has specialized in environmental impact assessment and environmental monitoring.

APPENDIX D

EVENTS IN THE REVIEW PROCESS

June 1984

Panel appointed by Canada and British Columbia Ministers of the Environment. This appointment was based on a Memorandum of Agreement, signed in September 1983 by the federal and provincial Energy Ministers, which established the basis for the Panel review. In appointing the Panel, the two Ministers issued it with Terms of Reference.

September 1984

Panel released Operational Procedures which provided information on how the Panel planned to conduct its review and outlined the procedures it intended to follow.

October 1984

Panel travelled to England, Scotland and Norway to visit North Sea offshore production facilities and meet with officials involved in the North Sea oil and gas development. The main purpose of this trip was to enable the Panel to see first-hand an active offshore development area, how the environmental and socio-economic issues were being handled, and what lessons might be applied to the west coast offshore exploration program.

October 1984

Panel released (in draft form) its Requirements for Additional Information (from Industry and Government). Review participants were invited to comment on this draft document either in writing or during the Public Information Meetings.

November 2, 1984

Petro-Canada announced its intention to withdraw from the Panel review process, leaving Chevron as the only proponent still active in the review.

November 5, 1984 - November 20, 1984

Panel held Public Information Meetings in a total of 14 north coast communities as well as Vancouver and Victoria. The purpose of these meetings was to :

—allow Chevron to describe its plans for a renewed offshore exploration program

—allow the Panel to describe and discuss its review mandate

—allow for public discussion of the Panel's draft Requirements for Additional Information

December 7, 1984

Panel released its finalized Requirements for Additional Information. This document contained a series of questions and requests for additional information to be responded to by Chevron and by a number of federal and provincial government agencies.

February 1985

Two responses to the Panel's Requirements for Additional Information received: one from Chevron, and the other a consolidation of all federal and provincial government agency responses. These documents were distributed to review participants in late February.

February 1985

Panel released its Procedures for General and Community Hearings. These Procedures were amended slightly in August.

March to May 1985

Panel held a Pre-Hearing Meeting with a number of key review participants on March 19, 1985. Representations were made to the Panel at that meeting and in subsequent letters calling for a time extension to the review process to allow the hearings, which were scheduled at that time for the Spring of 1985, to be delayed to the Fall. The Panel wrote on April 12, 1985 to the federal and provincial Environment Ministers asking that consideration be given to extending the review process to allow for more effective public involvement. The Ministers responded (letters dated May 3, 1985) by extending the Panel's reporting deadline to November 30, 1985.

March 27 to April 16, 1985

Panel Secretariat held a series of Community Workshops in a number of north coast communities to encourage and facilitate public participation in the hearings.

July 1985

Panel announced its schedule for Community and General Hearings to be held in September and October.

September to November 1985

Hearings held in accordance with the following schedule:

Community Hearings:

September 9	Alert Bay
September 10	Fort Rupert
September 11	Bella Coola
September 12	Waglisla
September 13	Klemtu
September 14	Kitimat
September 15	Kitamaat Village
September 16	Hartley Bay
September 17	Kitkatla
September 18	Port Simpson
September 19	Kincolith
September 20	Masset
September 21	Queen Charlotte City
September 21	Skidegate

General Hearings:

September 10	Port Hardy
September 30 & October 1	Queen Charlotte City
October 2	Skidegate
October 4, 5 & 7	Prince Rupert
October 21 — 23	Vancouver
October 24 — 26	Victoria
October 28, 29	Vancouver
November 13 — 15, & 25	Vancouver

APPENDIX E

HEARINGS PARTICIPANTS

I GENERAL HEARINGS

PORT HARDY — SEPTEMBER 10, 1985

Dickinson, Bill	resident
Haines, Pat	Chevron
McCaffery, Ron	Port Hardy and District Chamber of Commerce
Pockrant, Harvey	Chevron
Russel, Tom	Pacific Trollers Association
Spearing, Ted	Chevron
Welchman, Brian	District of Port Hardy

QUEEN CHARLOTTE CITY — SEPTEMBER 30, 1985 TO OCTOBER 1, 1985

Boydell, Tony	Environment Canada
Brandon, Leo	Canada Oil and Gas Lands Administration
Broadhead, John	Islands Protection Society
Cohen, Phil	Environment Canada
Corwin, Ruthann	Council of the Haida Nation
Cudby, Ernie	Chevron
Durie, Bob	Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources
Duval, Wayne	Environmental Services Ltd.
Ford, John	Technical Specialist
Gathercole, Richard	islands Protection Society
Grzybowski, Alex	Islands Protection Society
Hamel, Peter	Anglican Church of Canada
Hardie, Duncan	Canada Oil and Gas Lands Administration
Hatfield, Chris	Technical Specialist
Hearne, Margo	Delkatla Wildlife Sanctuary
Hornal, Bob	Canada Oil and Gas Lands Administration
Kaiser, Gary	Environment Canada
Langford, Bob	Ministry of Environment
McAuliffe, Clayton	Chevron Oil Fuel Research Company
Miles, Dave	Chevron
Millen, John	Environment Canada
Morninglight, Pamela	resident
Morris, Mary	resident
Pearse, Tony	Council of the Haida Nation
Rettie, Roy	Chevron
Richardson, Miles	Council of the Haida Nation
Robertson, Ian	Technical Specialist
Ruel, Maurice	Canada Oil and Gas Lands Administration
Spearing, Ted	Chevron
Taschereau, Maurice	Canada Oil and Gas Lands Administration
Thomas, David	Technical Specialist
Thorne, Gerry	Island Protection Society
Webb, Bob	Webb Environmental Service
Whitney, Al	Pacific Synergies
Wiebe, John	Environment Canada
Yeomans, Tim	Islands Protection Society

SKIDEGATE — OCTOBER 2, 1985

Bell, Lily	Anglican Church of Canada
Corwin, Ruthann	Council of the Haida Nation
Cudby, Ernie	Chevron
Davidson, Alfred	Anglican Church of Canada
Durie, Robert	Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources
Gillie, Mavis	Anglican Church of Canada
Grzybowski, Alex	Islands Protection Society
Guujaaw	Council of Haida Nation
Hamel, Peter	Anglican Church of Canada
Hatfield, Chris	Technical Specialist
Hearne, Margo	Delkatla Wildlife Sanctuary
Hoar, Rick	Delkatla Wildlife Sanctuary
Israel, Kent	Diocese of Caledonia
McAuliffe, Clayton	Chevron Oil Fuel Research Company
Miles, Dave	Chevron
Morninglight, Pamela	resident
Morninglight, Steven	resident
Pearse, Tony	Council of the Haida Nation
Plumb, Don	resident
Rettie, Roy	Chevron
Rowe, Art	Anglican Church of Canada
Spearing, Ted	Chevron
Tarver, Charlotte	resident
Thorne, Gerry	Islands Protection Society
Webb, Bob	Webb Environmental Service
Whitney, Al	Pacific Synergies
Whitney, Colbert Irene	Pacific Synergies
Wunce, Gary	resident

PRINCE RUPERT — OCTOBER 4, 5, 7, 1985

Beal, Bob	Atmospheric Environment Service
Bedard, Ken	United Fishermen & Allied Workers Union
Beech, Fred	Environment Canada

Birtwell, Ian	Department of Fisheries and Oceans
Degans, James	Nisga'a Tribal Council
Durie, Robert	Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources
Elford, Hans	resident
Fallon, Tony	Chevron
Flynn, Mike	Department of Fisheries and Oceans
Hardie, Duncan	Canada Oil and Gas Lands Administration
Hatfield, Chris	Technical Specialist
Langford, Bob	Ministry of Environment
Larkin, Peter	Technical Specialist
McAllister, Cary	Department of Fisheries and Oceans
McAuliffe, Clayton	Chevron Oil Fuel Research Company
Miles, Dave	Chevron
Millen, John	Environment Canada
Parsons, Tim	Technical Specialist
Rettie, Roy	Chevron
Richardson, Miles	Council of the Haida Nation
Robinson, Tom	Offshore Alliance of Aboriginal Nations
Smith, Steven	Prince Rupert Chamber of Commerce
Spearing, Ted	Chevron
Spence, Wilbur	Port Simpson Band Council
Wells, Gary	Environment Canada
Wiebe, John	Environment Canada
Wilson, Robert	Department of Fisheries and Oceans
Wytenbroek, John	Northern Native Fishing Corp.
Yates, Leslie	Prince Rupert Chamber of Commerce

VANCOUVER — OCTOBER 21, 24, 28, 29 and NOVEMBER 13, 14, 15, 25, 1985

Aldridge, Jim	Nisga'a Tribal Council
Andrews, Bill	Offshore Alliance
Argue, Sandy	Nisga'a Tribal Council
Atleo, Cliff	Native Brotherhood of British Columbia
Bannister, Bill	Chevron
Birtwell, Ian	Department of Fisheries and Oceans
Boyd, Forbes	Department of Fisheries and Oceans
Boydell, Tony	Environment Canada
Brandon, Leo	Canada Oil and Gas Lands Administration
Broadhead, John	Islands Protection Society
Brown, Anja	Heiltsuk Cultural Education Centre
Chamut, Pat	Department of Fisheries and Oceans
Collins, Mick	Ministry of Tourism
Cornu Le, Adrian	resident of Hydaburg, Alaska
Corwin, Ruthann	Council of the Haida Nation
Crawford, William	Department of Fisheries and Oceans
Darling, Jim	Technical Specialist
Davis, Rolf	LGL Environmental Services Ltd.
Davitt, Bill	Chevron
Durie, Robert	Ministry of Energy, Mines & Petroleum Resources
Englehardt, Reiner	Canada Oil and Gas Lands Administration
Erickson, Diane	Technical Specialist
Fallon, Tony	Chevron
Fingas, Merv	Environment Canada
Fissel, David	Technical Specialist
Flynn, Mike	Department of Fisheries and Oceans
Foster, Bristol	Offshore Alliance
Friele, Pierre	Student
Gathercole, Richard	Islands Protection Society
Gillis, Daniel	Kwakiutl District Council
Giovando, Larry	Department of Fisheries and Oceans
Hardie, Duncan	Canada Oil and Gas Lands Administration
Harding, Lee	Environment Canada
Hatfield, Chris	Technical Specialist
Hawksworth, Cynthia	Ministry of Municipal Affairs
Hearne, Margo	Delkatla Wildlife Sanctuary
Hindle, Lonnie	Department of Fisheries and Oceans
Hindmarch, Ken	Ministry of Energy, Mines & Petroleum Resources
Hyntka, Jean	Sierra Club of Western Canada
Kaiser, Gary	Environment Canada
Langford, Bob	Ministry of Environment
Larkin, Peter	Technical Specialist
Lightbown, Lavinia	Council of the Haida Nation
Lucas, Simon	Nuu-chah-Nulth Tribal Council
Maxwell, Bill	Seaman
McAllister, Kerry	Department of Fisheries and Oceans
McAuliffe, Clayton	Chevron Oil Fuel Research Company
McDougall, Rick	R. D. McDougall and Associates
Miekle, Ken	Environment Canada

Miles, Dave	Chevron
Millen, John	Environment Canada
Nassichuk, Mike	Department of Fisheries and Oceans
Nichol, Michael	Council of the Haida Nation
Nyce, Harry	Nisga'a Tribal Council
Oberhoffner, Joe	British Columbia Chamber of Commerce
O'Riordan, Jon	Ministry of Environment
Parsons, Tim	Technical Specialist
Pearse, Tony	Council of the Haida Nation
Pond, Steve	Environment Canada
Rettie, Roy	Chevron
Roberts, Kim	Kwakiutl District Council
Robertson, Ian	Technical Specialist
Robinson, Rod	Nisga'a Tribal Council
Ross, Sy	Chevron
Ruel, Maurice	Canada Oil and Gas Lands Administration
Schaefer, Val	Vancouver Natural History Society
Solsberg, Laurie	Hatfield Consultants
Spearing, Ted	Chevron
Speck, Wedlidi	Kwakiutl District Council
Stewart, Charlie	Chevron
Stocker, Don	Department of Fisheries and Oceans
Suzuki, David	Islands Protection Society
Szollosy, David	Diocese of Victoria, Catholic Church
Taschereau, Maurice	Canada Oil and Gas Lands Administration
Thomas, David	Technical Specialist
Thorne, Gerry	Islands Protection Society
Wiebe, John	Environment Canada
Williams, John	resident
Williams, Susan	Islands Protection Society
Wilson, Don	Chevron
Wilson, Robert	Department of Fisheries and Oceans
Young, Ian	Canadian Coast Guard

VICTORIA — OCTOBER 24, 25, 26, 1985

Ages, Al	Department of Fisheries and Oceans
Albertson, Paul	Provincial Emergency Program
Aldridge, Jim	Nisga'a Tribal Council
Andrews, Bill	Offshore Alliance
Billard, Allan	East Coast Fishermen's Federation
Birtwell, Ian	Department of Fisheries and Oceans
Boyd, Forbes	Department of Fisheries and Oceans
Burgess, Mike	Fisheries Council of British Columbia
Burns, Allan	State of Oregon Coastal Management Agency
Corwin, Ruthann	Council of the Haida Nation
Crawford, Bill	Department of Fisheries and Oceans
Cudby, Ernie	Chevron
Durie, Robert	Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources
Englehardt, Reiner	Canada Oil and Gas Lands Administration
Erickson, Diane	Technical Specialist
Fingas, Merv	Environment Canada
Fissel, David	Technical Specialist
Gathercole, Richard	Islands Protection Society
Gillie, Mavis	Project North
Gillis, Dan	Kwakiutl District Council
Hamel, Peter	Anglican Church of Canada
Harding, Lee	Environment Canada
Hearne, Margo	Delkatla Wildlife Sanctuary
Hindle, Lonnie	Department of Fisheries and Oceans
Hindmarch, Ken	Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resc.
Hnytka, Jean	Sierra Club of Western Canada
Hunter, George	Department of Fisheries and Oceans
Jansen, Gerard	Port Alberni Chamber of Commerce
Kaiser, Gary	Environment Canada
King, Walter	Georgetown Mills River Resources Limited
Kopas, Paul	Department of Fisheries and Oceans
Kunkel, Lois	Project North
Langford, Bob	Ministry of Environment
Leitch, Gary	Canadian Petroleum Division
McAllister, Cary	Department of Fisheries and Oceans
McAuliffe, Clayton	Chevron Oil Fuel Research Company
McKay, Will	Kwakiutl District Council
Meikle, Ken	Environment Canada
Miles, Dave	Chevron
Millen, John	Environment Canada
Mukherjee, P. K.	Department of Fisheries and Oceans
Nichol, Michael	Council of the Haida Nation
Nyce, Harry	Nisga'a Tribal Council
O'Riordan, Jon	Ministry of Environment
Parsons, Tim	Technical specialist
Pashelka, Dick	Chevron
Pearse, Tony	Council of the Haida Nation
Plante, Lorraine	Nisga'a Tribal Council

Pockrant, Harvey	Chevron
Pond, Steve	Environment Canada
Rettie, Roy	Chevron
Rice, Stanley	Northwest and Alaska Fisheries Centre
Roberts, Kim	Kwakiutl District Council
Robinson, Ray	Federal Environmental Assessment Review Office
Rooney, Sister Cecilia	Project North
Schaeffer, Marvin	Nisga'a Tribal Council
Smith, Moses	Nuu-chah-Nulth Tribal Council
Spearing, Ted	Chevron
Steele, Jim	Council of the Haida Nation
Stocker, Don	Department of Fisheries and Oceans
Szollosy, David	Diocese of Victoria, Catholic Church
Thomas, Dave	Technical Specialist
Thorne, Gerry	Islands Protection Society
Walker, Jim	Ministry of Environment
Watts, George	Nuu-chah-Nulth Tribal Council
White, Jim	Project North
Wiebe, John	Environment Canada
Wilson, Robert	Department of Fisheries and Oceans
Wolferstan, Bill	Ministry of Environment
Young, Ian	Canadian Coast Guard

II COMMUNITY HEARINGS

ALERT BAY — SEPTEMBER 9, 1985

Cudby, Ernie	Chevron
Haines, Pat	Chevron
Pockrant, Harvey	Chevron
Spearing, Ted	Chevron
Thurber, Bob	Nimpkish Indian Band
Williamsom, Maxine	Regional District of Mt. Waddington

FORT RUPERT — SEPTEMBER 10, 1985

Hunt, William	Kwakiutl District Council
Sieley, James	Kwakiutl District Council
Speck, Wedlidi	Kwakiutl District Council
Wallace, James	Kwakiutl District Council

BELLA COOLA — SEPTEMBER 11, 1985

Corrigan, Keith	resident
Davitt, Bill	Chevron
Haines, Pat	Chevron
Karup, Mr.	resident
O'Neill, Kevin	Central Coast Fishermens' Protective Assoc.
Spearing, Ted	Chevron

WAGLISLA — SEPTEMBER 12, 1985

Brown, Anja	Heiltsuk Cultural Educational Centre
Carpenter, Jennifer	Heiltsuk Band
Davitt, Bill	Chevron
Innes, Mel	resident
Rath, John	resident
Reid, Cecil	Bella Bella Band Council
Spearing, Ted	Chevron

KLEMTU — SEPTEMBER 13, 1985

Davitt, Bill	Chevron
Kraft, B.	resident
McKenzie, Donald	Kitasoo Band Store
Mason, Ernie Jr.	Kitasoo Band Council
Robinson, Archie	Kitasoo Band Council
Robinson, F.	Kitasoo Band Council
Starr, Percy	Kitasoo Band Council

KITIMAT — SEPTEMBER 14, 1985

Beck, Detlef	District of Kitimat
Horwood, Dennis	resident
Kline, Kelly	resident
McClellan, Walter	District of Kitimat
Spearing, Ted	Chevron
Tirrul-Jones, James	resident

KITAMAAT VILLAGE — SEPTEMBER 15, 1985

Amos, Gerald	Kitamaat Village Council
Davitt, Bill	Chevron
Maitland, Heber	Kitamaat Village Council
Spearing, Ted	Chevron

HARTLEY BAY — SEPTEMBER 16, 1985

Davitt, Bill	Chevron
Fisher, Dwayne	resident
Hill, Lynn	Hartley Bay Band Council
Pockrant, Harvey	Chevron
Reece, Dan	resident
Schoenhoff, Steve	resident
Spearing, Ted	Chevron
Sullivan, Tim	resident
Wilson, Ron	resident
Wilson, L.	resident

KITKATLA — SEPTEMBER 17, 1985

Davitt, Bell	Chevron
Hill, Matthew	Kitkatla Band Council
Lewis, Francis	resident
Pockrant, Harvey	Chevron

PORT SIMPSON — SEPTEMBER 18, 1985

Bryant, James	resident
Davitt, Bill	Chevron
Kemnitz, Roger	resident
Robinson, William	resident
Spearing, Ted	Chevron
Spence, Wilbur	Native Brotherhood Local
Walters, Dave	resident

KINCOLITH — SEPTEMBER 19, 1985

Alexander, Sydney	resident
Azak, Alven	resident
Benson, Chester	resident
Davitt, Bill	Chevron
LaFrance, Andre	resident
Leeson, Nelson	resident
McKay, Hans	Greenville Deputy Chief Councilor
Moore, Allan	resident
Moore, Graham	resident
Nelson, F.	Kincolith Band Chairman
Nyce, Harry	resident
Plante, Lorraine	resident
Pockrant, Harvey	Chevron
Robinson, Rod	Nisga'a Tribal Council
Spearing, Ted	Chevron
Stevens, Chief	resident
Watts, Rufus	resident
Woods, Leslie	resident
Wright, Basil	resident
Wright, Harold	resident

MASSET — SEPTEMBER 20, 1985

Broadhead, John	Islands Protection Society
Collison, Frank	resident
Cudby, Ernie	Chevron
Good, John	resident
Hearne, Margo	Delkatla Wildlife Sanctuary
Henley, Thom	Rediscovery Society
Histed, Brenda	resident
Medley, Andy	resident
Miles, Dave	Chevron
Pashelka, Dick	Chevron
Phillips, David	resident
Pinker, Wilfred	resident
Spearing, Ted	Chevron

QUEEN CHARLOTTE CITY — SEPTEMBER 21, 1985

Cassidy, Brad	resident
Cudby, Ernie	Chevron
Fowler, Fran	resident
Miles, Dave	Chevron
Morninglight, Pamela	resident
Sexsmith, Vicki	Islands Protection Society
Suna, Susanne	resident
Walker, Eevan	resident

SKIDEGATE — SEPTEMBER 21, 1985

Adams, Victor	Council of the Haida Nation
Collison, Frank	Council of the Haida Nation
Richardson, Miles	Council of the Haida Nation

APPENDIX F

REPORTS, BACKGROUND DOCUMENTS & MISCELLANEOUS MATERIAL RECEIVED BY PANEL

I. REPORTS & BACKGROUND DOCUMENTS

1. Petro-Canada Inc. 1983. Offshore Queen Charlotte Islands : Initial Environmental Evaluation. Volumes 1, 2 & 3 (in separate binders).

2. Chevron Canada Resources Ltd. 1982. Initial Environmental Evaluation for Renewed Petroleum Exploration in Hecate Strait and Queen Charlotte Sound. Volumes 1 & 2 (in one binder).

3. British Columbia Ministry of Environment. 1983. Offshore Hydrocarbon Exploration and Development: A Preliminary Environmental Assessment.

4. Canada Oil and Gas Lands Administration and British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. 1984. Technical Evaluation of the IEEs for Offshore Petroleum Exploration — Victoria, January 17/18, 1984.

5. Chevron Canada Resources Ltd. February 20, 1985. West Coast Offshore Exploration : Response to Requirements for Additional Information.

6. Government of Canada and Province of British Columbia. February, 1985. West Coast Offshore Exploration : Government Responses to Requirements for Additional Information.

7. Environment Canada Background Reports, Offshore Exploration - West Coast Review :

Report No. 1

Colonial Alcids in British Columbia, Gary Kaiser, Canadian Wildlife Service, July, 1985.

Report No. 2

Dispersant Use Seminar, Summary Proceedings, March 20-21, 1985, Institute of Ocean Sciences, Sidney, British Columbia.

Report No. 3

An Evaluation of the Effects of Averaging Time on the Wind Statistics of the North Coast of Britsh Columbia, prepared for the Atmospheric Environment Service by Environmental Sciences Limited, March 15, 1985.

Report No. 4

Severe Storms off Canada's West Coast : A Catalogue Summary for the Period 1957 to 1963,prepared for the Atmospheric Environment Service by Concord Scientific Corporation, January, 1985.

Report No. 5

Observations of Sea Spray Icing on Green Island, British Columbia (1984 — 1985), prepared for the Atmospheric Environment Service by Environment Sciences Limited, April 30, 1985.

Report No. 6

Environmental Sensitivity to Oil Spills of The Queen Charlotte Islands Area, prepared by Dr. Cohen and J. Slater, August, 1985.

Report No. 7

Distribution and Densities of Marine Birds on the Canadian West Coast, Canadian Wildlife Service.

Report No. 8

Preliminary Estimates of Exploration and Production Oil Spill Probabilities for The Queen Charlotte Islands Offshore Area, October 10, 1985.

Report No. 9

Guide to the Preparation of Shoreline Protection and Cleanup Manuals, Environmental Protection Service, November, 1981.

8. Dr. Clayton McAuliffe, Chevron. Crude Oil and Salmon - Effects of Untreated and Chemically Dispersed Prudhoe Bay Crude on Homing, and Amounts Lethal to Salmon Adults and Fry.

9. Dr. Clayton McAuliffe, Chevron. Fate and Effects of an Oil Spill from Canadian West Coast Offshore Exploration.

10. Dr. Clayton McAuliffe, Chevron. Summary of Studies by Pearson et al. (1985) on the Effects of Prudhoe Bay Crude Oil on Egg Fertilization, Hatching and Larval Abnormalities of Pacific Herring.

11. Department of Fisheries and Oceans. October 16, 1985. Supplementary Oceanographic Information on Waves and Currents.

12. Dr. Clayton McAuliffe, Chevron. Hypothetical Oil Blowout: Model Crude Oil, Its Fate and Effects. (This was supplied by Chevron August 23, 1985 and was intended to correct an error in Section 4 of Chevron's Initial Environmental Evaluation.)

13. Canada Oil and Gas Lands Administration and B. C. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. June 28, 1985. Additional information on oil-based drilling muds, hazard maps and environmental impacts on surface feeding and near-shore marine sea birds and herring.

14. Environment Canada. August, 1985. Additional Information on West Coast Marine Forecast Verification and West Coast Marine Weather Services Improvements Planned.

15. Department of Fisheries and Oceans. September 30, 1985. Responses to The Panel's Supplemental Information Requirement.

16. Department of Fisheries and Oceans. Letter dated May 30, 1985. List of errors and omissions on the fisheries resource maps submitted to the Panel as part of the Department's contribution to the Government Responses to Requirements for Additional Information.

17. Canada Oil and Gas Lands Administration and B. C. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. June 28, 1985. Information submitted in response to the Panel's request for an expanded oil spill scenario.

18. Batelle Marine Research Laboratories. May, 1985. Draft report to the American Petroleum Institute on Oil Effects on Spawning Behaviour and Reproduction in Pacific Herring.

19. American Petroleum Institute. May 10, 1985. The Role of Chemical Dispersants in Oil Spill Control (Draft).

20. Fisheries Research Institute, University of Washington. August, 1985. Draft report prepared for the American Petroleum Institute on Effects of Prudhoe Bay Oil on the Homing of Coho Salmon in Marine Waters.

21. American Petroleum Institute with assistance from the Fisheries Research Institute, University of Washington. October, 1985. Effects of Crude Oil and Chemically Dispersed Oil on Chemoreception and Homing in Pacific Salmon.

II. SUBMISSIONS

1. Compendium of Written Submissions to the Panel on the Draft Information Requirements (19 submissions — 317 pages). September 27, 1984.

2. Compendium of Written Responses to the Panel's Draft Information Requirements (16 submissions — 111 pages). December 6, 1984.

3. Compendium of Submissions Received by the Panel At or During Public Information Meetings (19 submissions — 125 pages). December 6, 1984.

4 Brief from the District of Port Hardy. August 29, 1985. (PH- 1).

5. Submissions Received at the Queen Charlotte City General Hearings. September 30 — October 2, 1985 :

QCC-1 — Opening Statement by M. E. Taschereau, Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration.

QCC-2 — Opening Statement by Dr. Robert W. Durie, Assistant Deputy Minister, Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, September 18, 1985.

QCC-3 — Technical Submission on the Impacts of Offshore Petroleum Exploration and Development on the Nonconsumptive Resources of the North Coast and the Queen Charlotte Islands, Alex Grzybowski, October, 1985.

QCC-4 — Submission by Pamela Morninglight.

QCC-5 — Delkatla Wildlife Sanctuary Presentation, October 1, 1985.

QCC-6 — Some Moral and Ethical Considerations Relating to the Assessment of Proposed West Coast Offshore Petroleum Exploration, The Anglican Diocese of Caledonia, The Unit on Public Social Responsibility of the Anglican Church of Canada, October 2, 1985.

QCC-7 — Concerns Regarding the Development of Offshore Oil and Gas in the Area of the Queen Charlotte Islands and its Specific and Negative Impacts on Wilderness Tourism, Dr. Alan G. Whitney, Pacific Synergies Ltd., October, 1985.

QCC-8 — Opening Statement of the Council of the Haida Nation, September 30, 1985.

QCC-9 — Environmental and Regulatory Concerns of Offshore Oil and Gas Development, Presented by Ruthann Corwin, Ph.D., on behalf of the Council of the Haida Nation, October, 1985.

QCC-9A — Four attachments to the Council of the Haida Nation submission (QCC-9).

QCC-9B — Resume, Dr. Ruthann Corwin.

QCC-10 — Opening Statement by Dr. A. N. Boydell, Regional Director General, Pacific and Yukon Region, Environment Canada, September 30, 1985.

QCC-11 — British Columbia Ministry of Environment Opening Statement

QCC-12 — Summary of Environment Canada Report, "Environmental Sensitivity to Oil Spills of the Queen Charlotte Islands," Dr. P. Cohen and J. Slater, August, 1985.

QCC-13 — Council of the Haida Nation Statement to All Member States of the United Nations International Law of the Sea.

6. Submissions Received at the Prince Rupert General Hearings, October 4, 5 & 7, 1985:

PR-1 — Offshore Alliance of Aboriginal Nations Position on Offshore Hydrocarbon Exploration off the Pacific Coast, September 18, 1985.

PR-2 — Brief from the Prince Rupert Chamber of Commerce, October 4, 1985.

PR-3 — Brief submitted by the United Fishermen and Allied Workers Union, Northern Office, Prince Rupert, October 7, 1985.

PR-4 — Submission from the Northern Native Fishing Corporation, September 30, 1985.

PR-5 — City of Prince Rupert Submission, October, 1985.

7. Submissions Received at the Vancouver and Victoria General Hearings, October 21 — November 15, 1985 :

V-1 — Submission of the Nisga'a Tribal Council, October, 1985.

V-2 — Submission from the Vancouver Natural History Society, September 30, 1985.

V-3 — Statement to the Panel from the Office of Environmental Affairs, Department of Energy, Mines and Resources, October 3, 1985.

V-4 — West Coast Oil and Gas Exploration, a position paper submitted by the Fisheries Council of British Columbia.

V-5 — Canadian Petroleum Association, Offshore Operators Division, Fishermen's Compensation Policy for Unattributable Damage due to Exploration and Production Activities on Canada's East Coast.

V-6 — The Bella Bella Native Food Fishery, Anja Brown, Heiltsuk Cultural Education Centre, August 13, 1985.

V-7 — Final Submission to the Panel by Environment Canada, September 18, 1985.

V-8 — Department of Fisheries and Oceans' Position on Proposed West Coast Offshore Hydrocarbon Exploration, October, 1985.

V-8A — French version of V-8.

V-8B — Notes on Current Observations in Queen Charlotte Island, Hecate Strait and Dixon Entrance, Dr. W. R. Crawford, Institute of Ocean Sciences, Department of Fisheries and Oceans, October, 1985.

V-9 — Ministry of Environment Presentation, October, 1985.

V-10 — The British Columbia Chamber of Commerce, Brief on West Coast Offshore Exploration, October 23, 1985.

V-11 — Environmental Issue Management for British Columbia Offshore Oil Exploration prepared by British Columbia Ministry of Environment, Environment Canada and the Department of Fisheries and Oceans, October, 1985.

V-12 — Outline of Presentation to the Panel submitted jointly by British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources and Canada Oil and Gas Lands Administration.

V-12A — Drilling for Oil and Gas on Canada Lands, Guidelines Procedures, Canada Oil and Gas Lands Administration, September, 1984.

V-13 — Executive Summary, Nuu-Chah-Nulth Tribal Council Submission, October, 1985.

V-14 — Marine Birds and West Coast Offshore Hydrocarbon Development, A Statement of Evidence Prepared for Islands Protection Society by Peter Hamel, October 2, 1985.

V-15 — Islands Protection Society Presentation — Marine Benthos.

V-16 — Final Evidence of the Kwakiutl District Council, October, 1985.

V-17 — Islands Protection Service Presentation — Environmental concerns of Marine Seismic Exploration Techniques.

V-18 — Islands Protection Society Presentation — Marine Mammals and Cetaceans.

V-19 — The Importance of the Environment North of Vancouver Island, a presentation by Dr. Bristol Foster.

V-20 — Submission from the Sierra Club of Western Canada.

V-21 — Department of Fisheries and Oceans Opening Statement, October 21, 1985.

V-22 — Some Ethical Considerations on the Socio-Economic Implications of Proposed West Coast Offshore Petroleum Exploration: A Statement by the Social Justice Commission of the Catholic Diocese of Victoria, October 17, 1985.

V-23 — Department of Fisheries and Oceans Remarks on Oil Blow-Out Impacts, October 23, 1985.

V-24 — The Effectiveness of Oil Spill Dispersants by Merv Fingas, Environmental Protection Service, Environment Canada.

V-25 — The Socio-Economic Impacts of the Proposed West Coast Offshore Petroleum Exploration on the British Columbia Coast, Project North, October 26, 1985.

V-26 — Submission from the Alberni Valley Chamber of Commerce, October 25, 1985.

8. Submission Prepared by David Fraser, Port Alberni, October 20, 1985.

9. Submission from Mr. Rick McDougall of R. D. McDougall & Associates with information on Canada's Pacific Coast Fisheries and Competing Resource Uses Map, August 15, 1985.

10. Submission from Ms. Carol Anne Rolf in the form of a paper entitled Mandatory Negotiation: A Means to Determine Mitigation and Compensation Measures in the Context of Energy Development.

11. Submission from the British Columbia Lifeboat Society, November, 1985.

12. Department of Fisheries and Oceans Closing Statement, November 25, 1985.

13. Council of the Haida Nation, Closing Statement, November 30, 1985.

14. Compendium of Submissions at the Community Hearings (eight submissions — 25 pages)

APPENDIX G

GLOSSARY OF TERMS

Amphipods Tiny crustaceans, about 5 to 10 mm in length, with short antennae and flattened bodies, which feed on detritus and are the food of many marine animals.

Anadromous Pertaining to fish species, such as salmon, which spend most of their life in the marine environment but return to fresh water to spawn.

Annulus (Drill pipe, casing) The space in an open hole between the wall of the hole and the steel assembly in the hole; the space in a cased hole between the inside of the casing and the outside of whatever assembly is within the casing.

Ball Joint In offshore drilling, the quick release universal joints at each end of the marine riser linking the drill unit to the BOPs on the seabed.

Benthic Occurring at the ocean bottom.

Bit The cutting tool at the bottom of the drilling assembly which is rotated, weighted and mud-flushed to break-up the rock face.

Blowout Preventers (BOPs) The assembly mounted on the smallest casing head protruding from the seabed, which is capable, by hydraulic activation of rams from the surface, of sealing an empty hole, closing off around any tool in the drilled hole and thus sealing the annulus, and cutting through (shearing) any tool in the hole, dropping it down and again sealing the hole. Blind, pipe and bag type valves (rams) are used. (See Section 8 for elaboration)

Casing The permanent, jointed piping installed and cemented in a well to seal it from the rock and rock fluids, to support the walls of the hole and to support the BOPs.

Casing String The whole casing assembly of threaded pipe joints being run or cemented in the drilling hole.

Casing Shoe The base of the bottom joint of the casing string, having a small diameter hole through it.

Cetaceans Aquatic marine mammals including whales, dolphins and porpoises.

Choke Assembly An assembly on the surface connected by piping to the casing below the BOPs, which controls the flow and pressure of a potential blowout when BOPs are closed.

Colloidal Suspension Very fine particles in ionic equilibrium and suspension in a holding fluid.

Crustaceans Animals with a hard outside shell, antennae, mandibles and compound eyes, living in water. These include : lobster, crab, shrimp, amphipods and barnacles.

Crustal Fault A fracture in the earth's crust across which there has been relative displacement.

Core Barrel An assembly mounted at the bottom of a drilling assembly in place of the bit which is designed to cut a cylindrical core of the rock formation rather than simply grind the face into small particles or cuttings.

Convergence Zones Regions in the ocean where water masses with different characteristics (salinity, temperature, etc.) come together. Along these lines of convergence, the denser mass will sink beneath the other.

Detritus Loose particles of organic matter from decaying plants and animals.

Diurnal Pertaining to daily occurrences.

Drill Collars Very heavy thick-walled constant diameter piping installed between the bit and the long length of drill pipe affording the ability to apply weight to the bit and cut rock formations. The whole length of the assembly, including drill collars, rotates.

Drill Pipe The major piping part of the drilling assembly in the hole which conveys rotation, mud flow and weight to the bit thus providing penetration.

Drill Ship One type of offshore supporting vessel for a drill rig, based on a floating shipshape configuration.

Drill String An expression encompassing the entire assembly from the bit at the bottom of the hole, up through drill collars, drill pipe, kelly and swivel.

Drill Unit Generally known as a "rig", this is the generic term for the entire drilling machine used offshore to drill a vertical or near vertical hole.

Ebb (Tide) Refers to the movement of water on an outwardly flowing tide.

Estuary The tidal mouth of a river.

Estuarine Circulation Where fresh water from a river, while flowing over saltwater, gradually mixes with the saltwater beneath it. The saltwater lost to the mixing is replaced by an underflow of saltwater toward the river mouth.

Euphausids Planktonic, usually luminescent, shrimp-like crustacea.

Ecosystem A complex community of organisms and the surrounding environment which function as a unit in nature.

Fetch The distance along open water or land over which the wind blows, or the distance traversed by waves without obstruction.

Flood (Tide) Refers to the movement of water on an incoming tide.

Food Chain A diagramatic presentation of a natural community, which indicates what each member eats.

FoodWeb The totality of all food chains within an ecosystem. At the bottom of the web are plants and bacteria and large carnivores are at the top.

Formation A drilling and geological term covering the rock unit in reference. The rock unit may be of variable thickness and can usually be correlated and identified over long distances.

Formation Pressure The intrinsic pressure in fluids contained in a porous and permeable formation at any given point in time.

Gooseneck The flexible armoured rubber piping leading from the discharge pipe of the rig pumps to the top of the drilling assembly (the swivel) which conveys mud from tanks, through the pumps, to the drill pipe and down the hole to the bit.

Ichthyoplankton The passively floating eggs and weakly swimming larval forms of animal life in the marine environment.

Igneous A rock formed from magmatic flow from the molten core regions of the earth.

Inertial Currents These occur in surface waters subjected to intermittent winds. The pulse of wind energy sets the water in motion which, under its own inertia, will trace out a clockwise circular path (looking downward) with a period of 15½ hours at latitude 51°N.

Jack-up A type of foundation unit supporting a drilling unit. The jack-up is bottom supported, can be floated onto a location, the legs extended to the seabed and the drilling module thereafter jacked-up out of the water.

Kelly The top joint of the whole drilling assembly. It is either square or hexagonal in section and is fitted with a loose bushing on its outside which fits into the rotary table on the rig floor and imparts a rotary motion to the Kelly and, therefore, the drill pipe, drill collars and bit. The Kelly is suspended from the swivel to which the gooseneck is attached.

Kelly Cock A valve installed at the top of and as an integral part of the Kelly which can be closed manually on the rig floor if a blowout threatens from inside the drill pipe.

Kick A gaseous or gas-oil influx into the well bore and often up the drill hole indicating a threatened blowout. It is controlled by the mud column and blowout preventers (BOPs).

Kill Line A line from the surface to below the blowout preventers on the seabed, used to introduce heavy mud into an annulus to control a blowout when preventers are closed.

Larva An embryo that is on its own before it assumes the characteristics of the adults of the species.

Light Ends A collective term for the lowest specific gravity aromatic and alkane compounds contained in natural hydrocarbons. Light ends are generally considered to be those products, in the alkane category, from C1 to C10. They include liquified natural gas and liquified petroleum gas.

Lost Circulation Certain formations of low pressure will drain mud from the hole thus reducing the mud column height and pressure and creating blowout potential.

Marine Riser A large-diameter jointed pipe assembly installed between the rig on the surface and the top of the blowout preventers at seabed, and attached by ball joints on both ends. This provides a conduit for access for the drill assembly through the blowout preventers into the drill hole and conveys return mud to the surface.

Maritime Bombs Rapidly developing storms, sometimes related to tropical weather systems which, for dynamic and thermodynamic reasons, have a sudden pressure drop within the centre of the storm, creating high winds and waves.

Molluscs Soft, unsegmented animals usually protected by a calcareous shell and having a muscular foot for locomotion. Includes snails, clams, chitons and octupus.

Mousse A water-in-oil emulsion which often forms in an oil blowout situation between the oil effluent and seawater, particularly with paraffinic oils.

Mud Drilling fluid mud weight is used to control pressure in the formations, lubricate the drill pipe assembly in the hole while drilling, improve penetration rate, and seal permeable formations. (See Section 6 Routine Exploratory Drilling and Support Operations for full description).

Pelagic Living or occurring in the open sea.

Permeability The ability of a rock to allow fluids to flow through it.

Phytoplankton Minute, passively floating plant life in the marine environment.

Porosity Some rocks contain micro-cavities which, in certain circumstances, contain hydrocarbon fluids. The ratio of micro-cavity to bulk volume is known as porosity and is expressed as a percentage.

Predacious Feeding upon other organisms.

Primary Producers The base of the food chain. In the open ocean, the phytoplankton play this role; in the nearshore environment, sea grazers and seaweeds are important primary producers.

Rotary Table The rotary table on the rig floor provides the rotary movement of the drilling assembly and bit by engagement with the bushing mounted on the hexagonal or square section Kelly.

Seismic Survey Operations Operations using soundwave speed to determine rock configurations below the seabed. Seismic survey operations have no connection with seismicity or natural earth movement and earthquake phenomena.

Slick A very thin deposit of oil on the sea surface resulting from a spill.

Slip Joint An additional joint on the marine riser associated with the ball joint, and used for rapid disconnection of the marine riser in the event of an emergency.

Sparker Survey A high resolution seismic survey technique used for well site surveys to detect shallow gas pockets. Involves generating a large electric "spark" between two electrodes underwater.

Specific Gravity The ratio of the density of a given substance to the density of water.

Squamish Winds West coast terminology for strong winds which flow down fiords and inlets toward the sea when there is a high pressure weather system over the central or northern interior of British Columbia.

Stack BOPs are mounted one above the other in a steel cage and are known as a BOP stack. (See Section 6 — Routine Exploratory Drilling and Support Operations for full description)

Swivel A swivel is mounted on top of the Kelly and conveys mud from the gooseneck to the Kelly and drill string and also permits full rotation of the entire drill string by use of the rotary table.

Tidal Range The difference in height between low tide and high tide. This varies with time of year and location.

Tidal Rips Constricted or shallow areas where tidal currents or long period gravity waves increase in speed either on ebb or flood due to the constriction.

Tsunami A seismic sea wave generated by a submarine earthquake or volcanic event. Not noticeable on the open ocean, they can build up to great heights in shallow or constricted water.

Turbidity Flow (turbidity current or suspension flow) A mud-laden or sediment-laden subsea current which occurs when enough sediment is stirred into suspension (from a sudden force such as an earthquake) such that the diluted material will flow down a submarine slope under the force of gravity. Speeds of turbidity flows have been indirectly measured at 100 km/hr and have destroyed telegraph cables on the seabottom.

Viscosity A measure of resistence to flow in a liquid.

Wave Amplitude The vertical distance between wave crests and troughs from still water. Wave amplitude is one half the wave height.

Wellhead In drilling terms, is the top of the smallest casing on the seabed, upon which is mounted the BOP stack.

Zooplankton Minute, passively floating or weakly swimming animal life in the marine environment.

APPENDIX H

Acknowledgements

The Panel would like to extend its sincere thanks and appreciation to all those who participated in the review. Particular thanks go to those who took the time and trouble to make written submissions to the Panel or who took an active role in the public hearings.

Chevron Canada Resources Ltd. is to be especially complimented for its full cooperation and participation throughout the review. The time and effort that went into the preparation of its Initial Environmental Evaluation, responding to the Panel's requests for additional information and participating in all of the hearings is greatly appreciated.

The project initiators, the Canada Oil and Gas Lands Administration and the British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, are to be complimented for their positive and helpful contribution to the review.

The various government agencies at both the federal and provincial level played a most valuable role both prior to and during the public hearings. Their written responses to the Panel's many questions helped form the information base for the hearings and their participation in the hearings, both as intervenors and as a source of technical expertise, contributed significantly to the review.

Another major contribution to the review, both prior to and during the hearings, was made by the Technical Specialists. Their names and backgrounds are listed in Appendix C.

The many public and native groups and organizations that took part in the review are to be congratulated for their thorough and professional contributions. Their participation added substantially to the Panel's information base.

Particular thanks go out for the hospitality extended toward the Panel in the many communities and villages it visited both during the Public Information Meetings and the final public hearings.

Finally, the Panel would like to extend special thanks to its two Executive Secretaries and the other members of its Secretariat and support staff as listed below:

Executive Secretaries
- David Marshall
- Jonathan Secter

Secretariat Members
- Bob Williams
- Paul Scott
- Larry Wolfe
- Jane Roots

Vancouver Office Staff
- Terry Salway
- Robin Lauer
- Evelynne Cashion
- Carol Ann Litke
- Lindsay Taylor

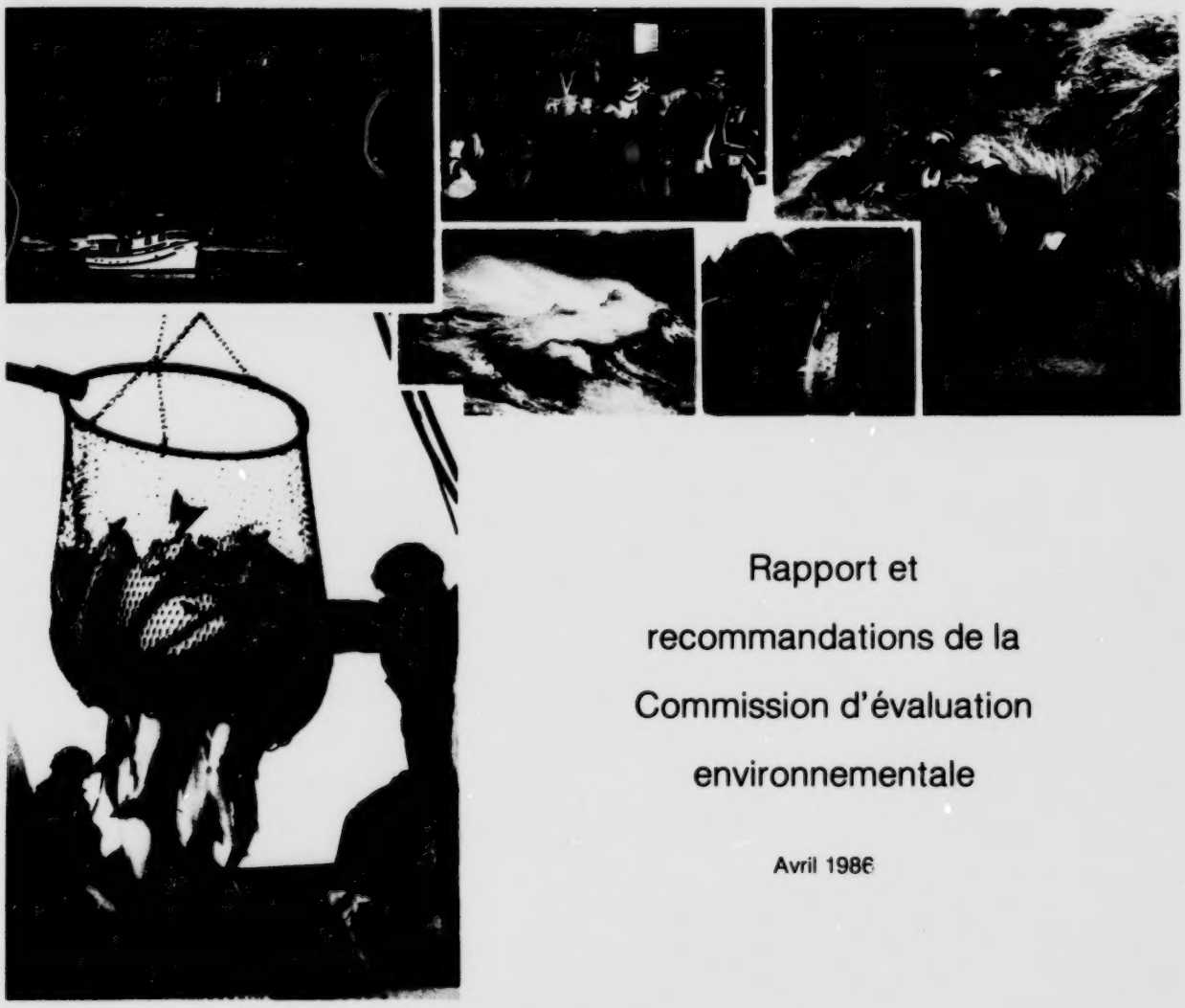
Victoria Office Staff
- Leah Waddington

Report Editing
- Carter Communications Ltd.

Court Reporters
- Total Reporting Services
- Allwest Reporting Ltd.

Photographs
- Hatfield Consultants Limited
- Environmental Protection Service, Environment Canada
- Province of British Columbia
- Petro Canada

EXPLORATION PÉTROLIÈRE AU LARGE DE LA CÔTE OUEST



Rapport et
recommandations de la
Commission d'évaluation
environnementale

Avril 1986

Canada

Province de la
Colombie-Britannique

EXPLORATION PÉTROLIÈRE AU LARGE DE LA CÔTE OUEST

Ile Hippa, Iles de la Reine Charlotte

Rapport de la

Commission d'évaluation

environnementale

avril 1986

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

N° de cat. En 105-37/1986

ISBN 0-662-54428-5

Gouvernement du Canada | Government of Canada

Province of British Columbia

L'Honorable Tom McMillan
Ministre de l'Environnement
Gouvernement du Canada
Ottawa, Ontario

L'Honorable F.C. Austin Pelton
Ministre de l'Environnement
Gouvernement de la Colombie-Britannique
Victoria, C.-B.

L'Honorable Pat Carney
Ministre de l'Énergie, des Mines
et des Ressources
Gouvernement du Canada
Ottawa, Ontario

L'Honorable Tony Brummet
Ministre de l'Énergie, des Mines
et des Ressources pétrolières
Gouvernement de la Colombie-Britannique
Victoria, C.-B.

Madame et Messieurs les Ministres,

Conformément au mandat qui lui a été confié, la Commission d'évaluation environnementale du projet d'exploration au large de la côte ouest a procédé à un examen public des activités d'exploration pétrolière et gazière au large de la côte ouest du Canada. Nous avons l'honneur de vous présenter son rapport.

Comme il nous l'avait été demandé, nous avons évalué les répercussions d'ordre environnemental et socio-économique potentielles, cerné globalement les conditions à réunir pour l'exécution des études sismiques et du forage d'exploration, précisé les types d'information à collecter en fonction des différentes étapes des activités en mer et mis en évidence les questions à examiner avant de passer éventuellement à l'exploitation et à la production.

Veuillez agréer, Madame et Messieurs les Ministres, l'expression de notre très haute considération.

Le président, Commission d'évaluation
environnementale du projet
d'exploration au large de
la côte ouest,

Ewan Cotterill

West Coast Offshore Exploration Environmental Assessment Panel
700 – 789 West Pender Street, Vancouver, B.C., V6C 1H2
Telephone: (604)666-2431 (Vancouver)
(604)387-4441 (Victoria)

TABLE DES MATIÈRES

		Page
RÉSUMÉ		
1.	Historique	1
	Mandat	5
	Processus d'examen	5
	Retrait d'un promoteur	6
	Financement des intervenants	7
	Autres questions	8
		9
2.	Exploration pétrolière et gazière en mer	
	Proposition	13
	Historique	13
	Moratoire pour la côte ouest	13
	L'avenir	13
		15
3.	Description de la région	
	Milieu physique	17
	Milieu biologique	17
	Pêche commerciale et pêche sportive	21
	La pêche alimentaire des Autochtones	25
	Autres ressources	27
	Population	28
	Administration	29
		30
4.	Enjeux et recommandations essentielles	
	Danger pour l'environnement de l'exploration pétrolière et gazière en mer	35
	Participation du public à la gestion de l'exploration pétrolière et gazière en mer	35
	Préoccupations des Autochtones	38
	Indemnisation	38
	Recherche	39
		40
5.	Études sismiques	
	Répercussions sur l'environnement physique	43
	Répercussions des études sismiques sur les organismes vivants	44
	Considérations d'ordre opérationnel	44
		46
6.	Opérations courantes de forage d'exploration et de soutien	
	Technique de forage rotary	49
	Opérations en mer	49
	Opérations de soutien	52
	Considérations d'ordre environnemental	53
		54
7.	Effets socio-économiques des opérations courantes	
	Gestion des effets socio-économiques	63
	Avantages économiques pour la région	63
	Effets sur la collectivité	65
		67
8.	Éruptions	
	Techniques de contrôle des puits	69
	Incidence et probabilité	69
	Éruptions de gaz à condensat	70
	Déversements provenant de navires pétroliers	71
	Éruptions antérieures représentatives	71
		72

9. Destin et effets du pétrole sur le milieu marin 75
Comportement du pétrole provenant d'une éruption 75
Effets biophysiques d'une éruption 77
Effets socio-économiques d'une éruption 81
Protection des eaux du littoral 81

10. Plans d'urgence et contre-mesures en cas d'éruption de pétrole 83
Plans d'urgence 83
Contre-mesures 85

11. Indemnisation 91
Pertes et dommages donnant droit à une indemnité 91
Préoccupations du public 91
Mécanismes actuels d'indemnisation 92
Programmes d'indemnisation en vigueur ailleurs 92
Politique et programmes d'indemnisation 93

12. Développement et production 95
Systèmes de développement et de production 95
Transport des hydrocarbures 96
Installations de la base côtière 96
Problèmes socio-économiques 96
Problèmes environnementaux 97

13. Protection de l'environnement 99
Ailleurs 99
Systèmes de gestion existants 101
Système de gestion proposé 102

14. Plan d'action 105

15. Sommaire des recommandations 109

ANNEXES 117
A. Mandat de la Commission 117
B. Biographie des membres de la Commission 119
C. Biographie des spécialistes techniques 121
D. Déroulement du processus d'examen 123
E. Participants aux réunions 125
F. Rapports, documents et autres reçus par la Commission 131
G. Glossaire 135
H. Remerciements 139

RÉSUMÉ

En juin 1984, les ministres de l'Environnement du gouvernement fédéral et de la Colombie-Britannique nommèrent une Commission d'évaluation environnementale dont les cinq membres devaient procéder à un examen public des répercussions d'ordre environnemental et socio-économique d'une éventuelle reprise de l'exploration pétrolière et gazière au large de la côte ouest du Canada, au nord de l'île de Vancouver. La Commission d'évaluation environnementale du projet d'exploration au large de la côte ouest se vit enjoindre de préconiser les conditions à réunir pour que l'exploration pétrolière puisse se pratiquer de façon responsable et sans danger pour l'environnement.

Au cours de l'examen, la Commission rassembla de l'information sur les répercussions d'ordre environnemental et socio-économiques du projet d'exploration en mer et tint deux séries de tribunes publiques : les réunions d'information publiques, qui se tinrent en novembre 1984, et les audiences publiques, en septembre, octobre et novembre 1985. Il était indispensable à la bonne tenue du processus d'examen de tout mettre en oeuvre pour donner au public la possibilité de participer pleinement, si bien qu'on a prévu tenir nombre de réunions publiques dans les collectivités de la côte nord de la Colombie-Britannique les plus susceptibles d'être touchées directement.

Chevron Canada Resources Ltd., et Petro-Canada Inc., qui firent office de promoteurs aux fins de l'examen, détiennent les droits d'exploration dans les eaux côtières situées entre le nord de l'île de Vancouver et la frontière entre l'Alaska et la Colombie-Britannique. Un moratoire décrété par le gouvernement et suspendant toute activité d'exploration dans la région est en vigueur depuis le début des années 1970. Toutefois, on envisage maintenant de le lever afin que les programmes d'exploration puissent reprendre.

Chevron participa pleinement au processus d'examen, mais Petro-Canada s'en retira en novembre 1984 en expliquant qu'elle avait d'autres priorités, d'un calibre supérieur.

Le programme d'exploration avancé par Chevron comprend au départ des études sismiques étalées sur deux ans suivies d'un programme de forage de deux puits à l'aide d'une installation semi-submersible ancrée. Suivant les résultats de ce programme initial, un programme plus poussé d'exploration et de délimitation pourrait être entrepris; il comprendrait des études sismiques supplémentaires et le forage d'autres puits d'exploration.

La région où l'on envisage de mettre ce programme en oeuvre comprend le détroit de la Reine-Charlotte, le détroit d'Hécate, l'entrée de Dixon et une partie des eaux côtières à l'ouest de l'île de Graham. Elle renferme des ressources naturelles riches et diversifiées, elle est soumise à des conditions climatiques extrêmes et elle compte une population clairsemée.

En-dehors des grands centres que sont Prince Rupert et Port Hardy, la population de la région se compose dans une large mesure d'Autochtones. Ils ont pour la plupart des liens culturels et économiques puissants avec la mer et ses ressources. Nombre de petites collectivités autochtones tirent leur subsistance presque exclusivement de la mer et de ses ressources, qu'il s'agisse de la pratique de la pêche commerciale ou de l'utilisation intensive, dans leur alimentation, des produits de la mer récoltés localement.

La plus importante industrie de la région est celle de la pêche. Elle procure de l'emploi dans les domaines de la capture et de la transformation commerciales de nombreuses espèces. En fait, la taille et la répartition de la population de la région sont dans une large mesure régularisées par la pêche. Outre la pêche commerciale, la région est le théâtre d'une importante pêche sportive et elle est selon toute probabilité appelée à abriter dans l'avenir une puissante industrie aquicole.

Au cours de l'examen, les participants firent part de toute une gamme de préoccupations reliées aux répercussions d'ordre environnemental et socio-économique potentielles de la reprise de l'exploration pétrolière et gazière en mer. Les principales concernaient les répercussions d'ordre biophysique et socio-économique associées à une éruption de pétrole majeure et les risques qu'un tel phénomène se produise. D'autres préoccupations et questions furent toutefois soulevées :

- —les répercussions d'ordre social et culturel sur les résidants de la région;
- —les incidences d'ordre biophysique associées aux études sismiques et aux activités courantes du forage d'exploration;
- —les programmes de dédommagement en cas de pertes ou de dégâts attribuables à une éruption majeure;
- —la nécessité d'études et de recherches supplémentaires pour mieux comprendre les interactions entre les travaux d'exploration proposés et l'environnement de la région concernée;
- —la capacité du gouvernement d'administrer un programme d'exploration hauturière.

Après avoir minutieusement examiné ces préoccupations – et d'autres –, la Commission en vint aux conclusions suivantes :

1. rien ne s'oppose à ce qu'un programme d'études sismiques de deux ans tel que celui que propose

Chevron soit entrepris pourvu que certaines conditions soient respectées; nul autre programme ne devrait toutefois être autorisé tant que l'analyse des résultats de la surveillance effectuée dans le cadre du programme initial, analyse qui permettra de déterminer l'incidence des opérations sismiques sur les oeufs de poisson, sur les embryons libres et sur les jeunes, n'aura pas été achevée;

2. tout forage d'exploration doit être interdit dans les limites d'une zone d'exclusion s'étendant à 20 kilomètres de la terre ferme, afin de limiter les répercussions possibles des activités courantes ou d'une éventuelle éruption sur les zones sensibles proches du rivage;

3. il faut acquérir de l'information supplémentaire favorisant une meilleure compréhension de l'environnement de la zone d'exploration et des répercussions possibles d'un programme d'exploration, et la transmettre à l'organisme de réglementation préalablement au démarrage du forage hauturier.

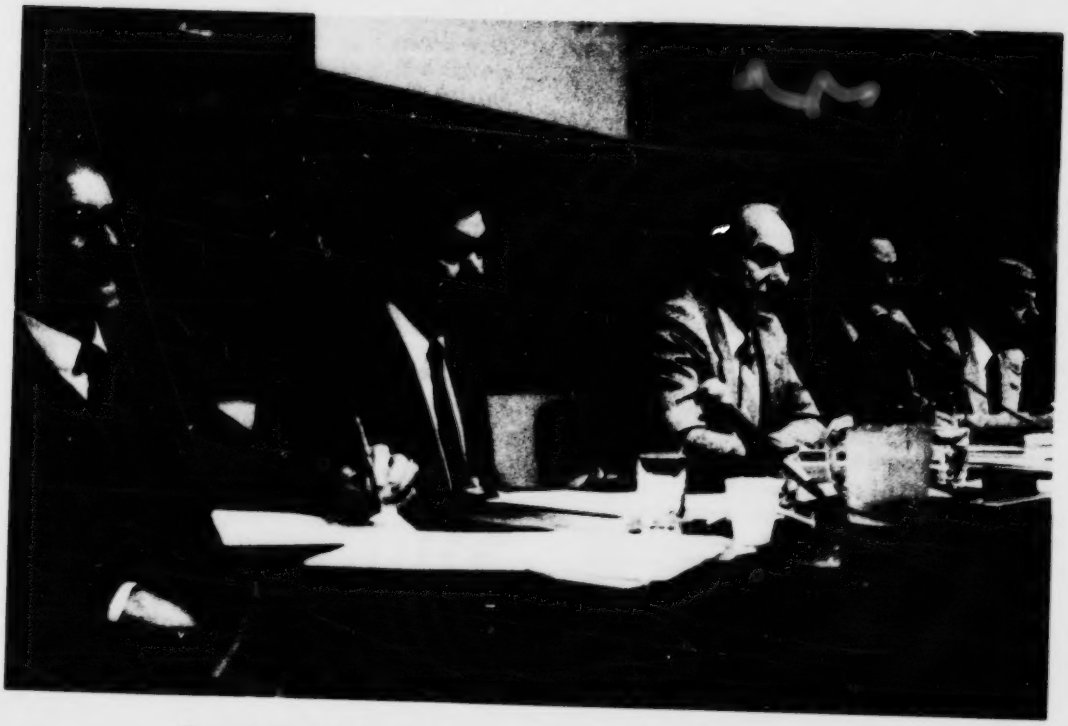
4. le forage d'exploration – à l'extérieur de la zone d'exclusion de 20 kilomètres – ne doit au départ se poursuivre que des mois de juin à octobre inclusivement, du moins jusqu'à ce qu'on ait acquis une plus grande expérience pratique et jusqu'à ce qu'on soit en mesure de mieux prévoir les conditions météorologiques;

5. la principale source de répercussions d'ordre socio-économique d'un programme d'exploration en mer réside selon toute probabilité dans la capacité limitée des résidants de la région, y compris des populations autochtones, de prendre part aux décisions qui influent sur la gestion des ressources de la région;

6. il faut mettre en place une structure permanente et efficace de gestion de l'environnement qui soit capable d'administrer les décisions reliées aux aspects d'ordre environnemental et socio-économique de l'exploration pétrolière et gazière en mer ainsi que de l'exploitation et de la production qui s'ensuivront éventuellement;

7. il convient d'établir, avant que ne commence l'activité d'exploration en mer, un programme efficace d'indemnisation en cas de pertes ou de dégâts attribuables à une éruption ou aux opérations courantes.

Les recommandations détaillées qui figurent dans le rapport de la Commission font écho aux grandes conclusions indiquées ci-dessus. Elles font état des conditions à observer avant et pendant le programme d'exploration pour limiter les répercussions néfastes et faire la part des questions qui requièrent d'autres recherches et d'autres études. Le rapport de la Commission renferme également des recommandations au sujet de la mise sur pied et de la structure d'un mécanisme de gestion qui permettrait de faire face aux questions d'ordre environnemental et socio-économique reliées à l'exploration pétrolière et gazière au large de la côte ouest ainsi qu'à l'exploitation et à la production qui s'ensuivraient éventuellement.



Commission d'évaluation environnementale du projet d'exploration au large de la côte ouest (de gauche à droite) Allen Milne, Charles Bellis, Ewan Cotterill (président), Peter Gelpke et Norman (Sonny) Nelson.

1. HISTORIQUE

MANDAT

En septembre 1983, les gouvernements du Canada et de la Colombie-Britannique signèrent un protocole d'entente qui jetait les bases d'un examen public conjoint fédéral-provincial des incidences environnementales et socio-économiques possibles de la reprise de l'exploration pétrolière et gazière au large de la côte ouest. Aux termes du protocole, les ministres fédéral et provincial de l'Environnement devaient mettre sur pied un processus officiel d'examen public.

L'examen fut effectué par l'intermédiaire du Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement et sous l'empire de la Loi sur la gestion de l'environnement (Environment Management Act) de la Colombie-Britannique. L'administration du processus relevait conjointement des deux ordres de gouvernement.

La région concernée comprend les eaux côtières de la Colombie-Britannique entre 50°40' de latitude nord et 54°40' de latitude nord, soit de l'extrémité nord de l'île de Vancouver jusqu'à la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Alaska, et, en mer, jusqu'à la limite du plateau continental. Bien que le nord de l'île de Vancouver et la partie sud de l'Alaska se situent à l'extérieur de la zone d'exploration envisagée, la Commission estime qu'il faut également examiner les incidences possibles sur ces régions. Voir la figure 1 : région à l'étude.

En juin 1984, les ministres fédéral et provincial de l'Environnement créèrent la Commission d'évaluation environnementale du projet d'exploration au large de la côte ouest, organisme consultatif indépendant chargé de procéder à l'examen public et qui compte cinq membres : MM. Ewan Cotterill (président), Charles Bellis, Peter Gelpke, Allen Milne et Norman (Sonny) Nelson.

Aux termes de son mandat, la Commission devait examiner les incidences d'ordre environnemental et les incidences socio-économiques directes de l'exploration pétrolière en mer et formuler des recommandations quant aux conditions à réunir pour que l'exploration pétrolière en mer puisse se dérouler de façon responsable et sans mettre l'environnement en danger. Dans son interprétation de son mandat, la Commission proposa une définition de l'exploration qui englobait les études sismiques, le forage d'exploration et le forage de délimitation qui surviendraient afin d'établir des conditions favorables à

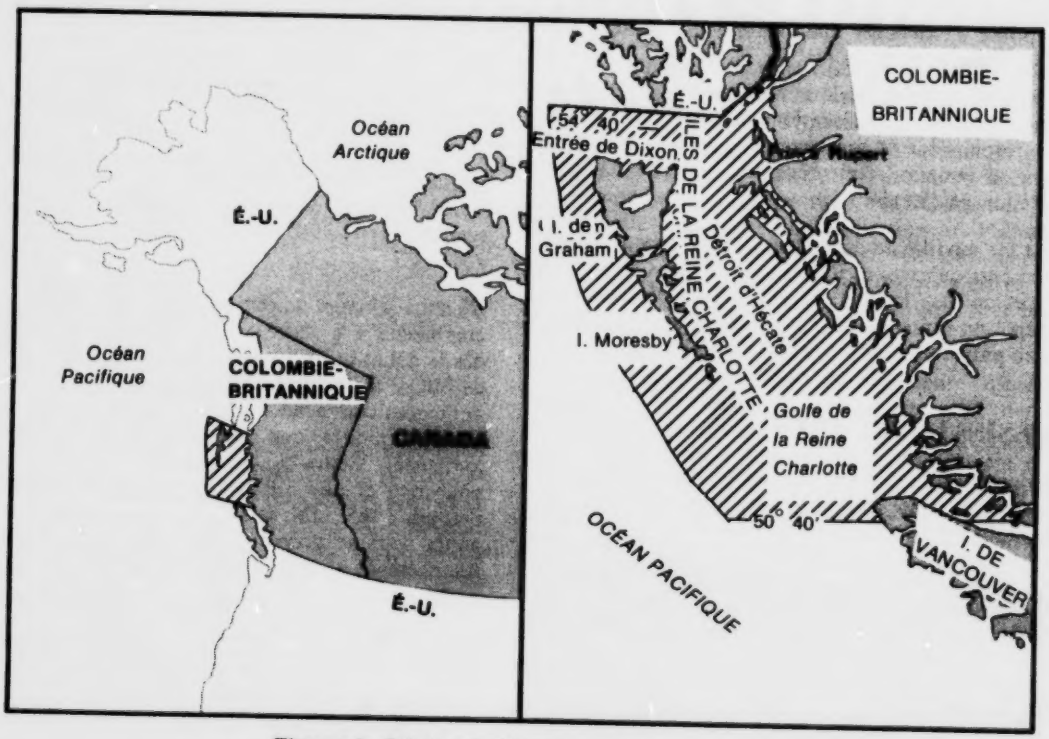


Figure 1: Région à l'étude

un éventuel programme d'exploitation et de production. Le mandat désignait les sociétés Chevron Canada Resources Limited et Petro-Canada Incorporée au titre de promoteurs.

La Commission invita les promoteurs et les organismes de réglementation gouvernementaux à envisager divers degrés d'exploration élargie et à suggérer un calendrier probable, afin de pouvoir se faire une idée assez exacte des possibilités d'exploration futures. On pourrait ensuite passer à l'examen des répercussions de cette activité d'exploration élargie sur l'environnement et sur la structure socio-économique de la région.

La Commission n'avait pas été invitée à se pencher sur les conséquences de la circulation de navires-citernes, mais son mandat l'enjoignait d'aborder les questions relatives au transport du pétrole comme corollaire à d'éventuels travaux d'exploitation et de production.

Le mandat enjoignait la Commission de présenter un rapport écrit de ses constatations aux ministres fédéral et provincial de l'Environnement. La Commission devait y faire figurer ce qui suit :

—cerner les facteurs d'ordre saisonnier et régional associés à l'exploration en mer,

—indiquer toute information dont l'absence serait susceptible d'empêcher une évaluation complète des risques et des répercussions,

—formuler des recommandations quant aux conditions à réunir pour que l'exploration puisse se dérouler de façon responsable et sans mettre l'environnement en danger, si jamais il était décidé de reprendre l'activité de forage d'exploration.

Le mandat fut modifié en décembre 1984 pour y apporter les rajustements qu'exigeait le retrait de Petro-Canada de l'examen, et en mai 1985, pour remettre à plus tard la date du dépôt du rapport de la Commission et laisser plus de temps au public pour se préparer aux audiences.

PROCESSUS D'EXAMEN

Outre son mandat, la Commission se vit remettre quatre ouvrages devant servir de documentation aux fins de l'examen public :

Chevron Canada Resources Ltd. 1982. "Initial Environmental Evaluation for Renewed Petroleum Exploration in Hecate Strait and Queen Charlotte Sound." Volumes 1 et 2.

Petro-Canada Inc. 1983. "Offshore Queen Charlotte Islands : Initial Environmental Evaluation." Volumes 1, 2 et 3.

Ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique. 1983. "Offshore Hydrocarbon Exploration and Development : A Preliminary Environmental Assessment."

Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique. 1984. "Technical Evaluation of the IEEs for Offshore Petroleum Exploration — January 17/18, 1984."

En juillet 1984, le public fut invité à prendre connaissance de ces documents de base et à déposer, avant le 27 septembre 1984, des présentations faisant état de tout type d'information supplémentaire dont il faudrait disposer aux fins de l'examen. S'inspirant de ces présentations et se fondant sur son propre examen, la Commission communiqua au gouvernement, à Chevron et à Petro-Canada, au début d'octobre 1984, un premier état des informations supplémentaires requises. Juste avant que la Commission n'entreprenne sa série de réunions d'information publiques, en novembre 1984, Petro-Canada se retira officiellement du processus d'examen public.

Au cours du mois de novembre 1984, une série de réunions d'information publiques eurent lieu dans 15 collectivités de la région de la côte nord ainsi qu'à Vancouver et à Victoria; il s'agissait de discuter du processus d'examen, des projets d'exploration en mer et des besoins en informations supplémentaires.

Au début de décembre 1984, la Commission publia un document précisant le type d'information qu'elle attendait du gouvernement et de l'industrie : Demande de renseignements supplémentaires (Requirements for Additional Information). Les réponses à son appel lui parvinrent en février 1985. La première étape de l'examen était achevée.

Bien que nombre de particuliers et d'organisations eussent commencé à prendre connaissance de la documentation dès le début du processus d'examen, la période s'étendant de mars à septembre 1985, au cours de laquelle les audiences commencèrent, avait été spécialement réservée pour permettre aux participants de se préparer aux audiences. Celles-ci, qui avaient au départ été prévues pour mai et juin 1985, furent reportées à septembre et octobre 1985, afin de laisser plus de temps aux intervenants pour se préparer aux audiences, pour obtenir du financement et pour éviter tout conflit avec la saison de pêche.

Dès le début du processus, la Commission adopta des mesures destinées à favoriser la pleine participation des résidants des collectivités côtières fort dispersées de la Colombie-Britannique. Une liste d'envoi postal constituée de groupes intéressés passa de 300 inscrits en juin 1984 à

1 800 inscrits environ en février 1986. La Commission publia, par intervalles, plusieurs bulletins d'information "Panel News", bulletins spéciaux et communiqués afin d'informer le public sur l'examen et de l'encourager à participer. Elle constitua également un réseau de dépôts d'information (179 en juillet 1985) dans les collectivités régionales, dépôts qu'elle approvisionna en documents reliés à l'examen. Ces dépôts étaient situés dans les bibliothèques publiques, les écoles, les collèges et les bureaux locaux du gouvernement, rubrique sous laquelle sont regroupés les bureaux régionaux de district, ceux des collectivités, des bandes autochtones et des agents du gouvernement. Enfin, la Commission visita les collectivités pour donner de l'information et leur apporter son aide aux fins de leur participation à l'examen.

À l'automne 1984, la Commission se rendit dans la région de la mer du Nord, où elle voulait observer en direct les activités d'exploration et de production pétrolières et gazières et prendre connaissance des leçons apprises par le gouvernement et l'industrie en Grande-Bretagne et en Norvège. La mer du Nord avait été retenue parce qu'elle présente quelques-unes des caractéristiques que l'on retrouve sur la côte ouest du Canada, notamment au niveau du littoral, de l'énergie océanique, du climat, de la géologie, de la biologie, de l'activité de pêche et des schémas d'implantation des établissements humains. Au cours de sa visite, la Commission rencontra la Shetland Islands Council, avec lequel elle souhaitait discuter de sa façon de faire face aux répercussions d'ordre environnemental et social découlant de la mise en valeur du pétrole de la mer du Nord.

Le secrétariat de la Commission se rendit à Ketchikan, à Juneau et à Anchorage, en Alaska, afin d'informer les collectivités concernées ainsi que les fonctionnaires de l'État et de l'administration fédérale de l'examen auquel procédait la Commission et d'obtenir de l'information sur les conditions qui présidaient alors à la gestion des activités d'exploration pétrolière et gazière en Alaska.

RETRAIT D'UN PROMOTEUR

Aux fins de cet examen, les organismes de réglementation fédéraux et provinciaux avaient désigné Petro-Canada et Chevron au titre de promoteurs de l'activité d'exploration pétrolière et gazière en mer. À ce titre, les deux sociétés devaient colliger de l'information sur les répercussions environnementales et socio-économiques susceptibles de résulter de l'activité d'exploration dans la région les intéressant, puis expliquer la situation et répondre aux questions qui leur seraient posées à ce sujet au cours des audiences publiques.

Le 2 novembre 1984, Petro-Canada se retira du processus d'examen. Ce geste posa un certain nombre de difficultés à la Commission. Premièrement, une partie de l'information supplémentaire dont elle avait besoin pour son examen ne pouvait plus être obtenue. Deuxièmement, l'information qu'avait déjà fournie Petro-Canada dans son évaluation environnementale initiale ne pouvait plus être examinée au cours des audiences publiques subséquentes. Troisièmement, la crédibilité de l'examen risquait d'être atteinte.

Pour beaucoup, le retrait d'un promoteur sans conséquences observables sur ses avoirs ou sur ses plans d'avenir dans la région jetait un doute sur l'engagement du gouvernement envers le processus d'examen environnemental. Pour d'autres, il soulevait des questions quant à la capacité des organismes de réglementation d'exercer leur emprise sur l'industrie. En outre, un certain nombre de particuliers virent dans le retrait de Petro-Canada un signe de l'indifférence de la société à l'égard des principes de la gestion environnementale. Encore qu'elle déplore le geste arbitraire et insensible de Petro-Canada, la Commission estime qu'il n'a pas eu d'incidence perceptible sur sa capacité d'atteindre les principaux objectifs de l'examen.

S'il s'était agi d'un examen environnemental de type classique, c'est-à-dire visant à étudier un projet particulier et bien défini, le retrait d'un des promoteurs représentant l'industrie aurait eu des conséquences désastreuses. Ce n'était toutefois pas le cas. La Commission étudiait l'introduction dans une vaste région géographique d'un nouveau type d'activité industrielle. Il lui fallait examiner une vaste gamme d'activités possibles, y compris des activités débordant les projets immédiats de promoteurs déclarés ou ceux d'autre promoteurs susceptibles de s'adonner un jour ou l'autre à l'exploration en mer. Dans une telle situation, aucun promoteur industriel n'est indispensable au processus. Pour tout dire, dans ce genre d'examen, aucun promoteur individuel n'est en mesure de fournir la totalité de l'information qu'il faut pour porter des jugements sûrs.

La Commission estime que ce genre d'examen, qui précède l'introduction dans une région donnée d'un nouveau type d'activité industrielle, est indispensable à la saine gestion de l'environnement. Il convient d'y voir la première étape d'un processus de planification et de gestion environnementales. Il n'est toutefois pas approprié de faire porter à un promoteur donné, au nom de l'industrie dans son ensemble, le fardeau de l'information qu'exige l'examen, ni de lui faire défendre un niveau d'activité qui déborderait largement ses projets et ses intentions actuels ou à long terme.

De l'avis de la Commission, il convient de louer avec force la volonté de Chevron de maintenir sa participation. Chevron s'attendait à un examen qui ne porterait que sur son programme d'exploration limité. Elle s'est vue

contrainte de faire office de promoteur unique d'un programme d'exploration de grande envergure et à long terme, alors qu'elle n'était que l'un des nombreux groupes à avoir un intérêt dans la région et qu'une des deux sociétés à porter un intérêt actif à l'exploration.

La Commission estime que l'information qu'exige ce genre d'examen devrait venir du gouvernement, pas de l'industrie. Étant donné que le gouvernement envisage de permettre cette activité, c'est lui qu'il faudrait considérer comme étant le promoteur. L'intervention de l'industrie ne devrait survenir qu'à une étape ultérieure, quand des projets particuliers ont été élaborés et qu'il faut les évaluer.

La Commission en est venue à la conclusion que le retrait d'un promoteur d'un processus d'examen public des incidences environnementales débouche inévitablement sur une perte de crédibilité du processus. Plus grave encore, il s'ensuit que l'on juge le gouvernement incapable de contraindre le promoteur à se conformer à la politique publique.

FINANCEMENT DES INTERVENANTS

Les participants manifestèrent un intérêt aigu pour les questions qu'abordait la Commission, mais leur participation au processus était gênée par leur manque de ressources. C'était particulièrement le cas dans les nombreuses collectivités de petite taille, loin de tout mais proches de la région où l'exploration aurait lieu. Pour participer au processus en connaissance de cause, les participants devaient étudier une masse considérable d'information, préparer des exposés faisant état des préoccupations et du point de vue de leur collectivité et se déplacer pour assister aux audiences. Les exigences auxquelles elles durent faire face, tant au niveau des communications que des déplacements, grevèrent sérieusement les ressources humaines et financières limitées de ces collectivités.

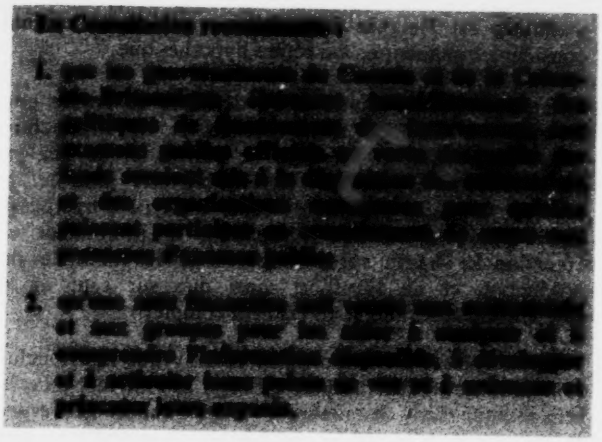
Pour cette raison et en raison de l'importance qu'elle accordait à la tenue d'un examen public complet comme son mandat lui en faisait obligation, la Commission écrivit, le 4 novembre 1984, aux ministres fédéral et provincial de l'Environnement pour réclamer une aide financière, sous une forme ou sous une autre, pour les intervenants.

Aucun des deux gouvernements n'étant en mesure de donner une réponse positive, la Commission tenta d'y aller elle-même de son aide au public. Elle mit à sa disposition une aide limitée pour les déplacements, des spécialistes des questions techniques susceptibles de lui donner conseils et information et des services de rédaction pour l'aider à établir les présentations; elle anima en outre des ateliers communautaires pour préparer les résidants aux audiences locales et générales.

Quelques groupes autochtones, le Conseil des nations Haidas, le Conseil tribal Nishga, le Conseil de district Kwakiutl et la bande Kitsumkalum, eurent également droit à une certaine aide financière de la part du ministère des Affaires indiennes et du Nord, par l'intermédiaire de son programme relatif aux répercussions de la mise en valeur des ressources.

La Commission estime qu'une forme quelconque de financement plus ou moins complète des intervenants constitue un élément important et nécessaire de tout processus d'examen public. Pour que le public puisse y participer en connaissance de cause, les collectivités et les organisations de la région éventuellement touchée doivent être en mesure d'analyser l'information qui leur est donnée et de la rapprocher de leurs propres préoccupations, de leur propre expérience et de leurs propres connaissances. Elles doivent être en mesure de reconnaître les incidences potentielles et de proposer des façons d'y faire face. Elles doivent aussi être en mesure de développer et de présenter leur point de vue de façon ordonnée et utile. Fatalement, les ressources humaines et financières qu'exige tout ce programme sont insuffisantes. Il faut prévoir une forme quelconque d'aide financière pour compenser.

La Commission estime en outre que les groupes vivant dans la région éventuellement touchée doivent avoir la priorité quant à l'aide financière que pourrait prévoir un éventuel programme de financement des intervenants. Les organisations réclamant une aide devraient, dans tous les cas, être tenues de faire la preuve qu'elles sont directement intéressées et qu'elles ont effectivement besoin d'une aide financière.



«...Pour nous, le financement des intervenants est extrêmement important et il l'est encore plus quand on compare les capitaux qui soutiennent Petro-Canada et Shell et Chevron à ceux auxquels ont accès les groupes susceptibles de s'opposer au forage pétrolier en mer...» Joy Thorkelson, Prince Rupert Labour Council, Prince Rupert, novembre 1984)

AUTRES QUESTIONS

Pour beaucoup de collectivités de petite taille, les audiences de la Commission constituèrent une occasion exceptionnelle de présenter leurs points de vue et leurs préoccupations directement au gouvernement. Plusieurs des questions soulevées échappaient au mandat de la Commission, mais celle-ci estime qu'il y a lieu d'attirer l'attention du gouvernement sur certaines d'entre elles.

REVENDICATIONS TERRITORIALES

Bien que la question des revendications territoriales échappe hors de tout doute au mandat de la Commission, elle devait inévitablement être soulevée au cours des visites dans les collectivités autochtones de la côte; elle domine l'attitude politique des peuples autochtones de toute la région. Considérant le degré de préoccupation exprimé avec sincérité, régularité et fermeté tout au long des audiences publiques, la Commission estime qu'elle doit souligner, à l'intention du gouvernement, l'importance de cette question.

Il convient de comprendre les revendications territoriales comme étant une démarche poursuivie par les peuples autochtones pour obtenir, par la négociation, la reconnaissance officielle de leurs droits traditionnels et de leurs titres fonciers et maritimes, qui sont enracinés dans leur primauté d'utilisation et d'occupation. Pour les collectivités autochtones qu'a visitées la Commission, la reconnaissance officielle de ces droits constitue un objectif qui supplante tous les autres.

Les autochtones croient fermement que leur titre et leurs droits aborigènes n'ont jamais été abdiqués, qu'ils ont plutôt été érodés graduellement comme suite à l'empiètement des non-autochtones. Ils croient que, avant que l'érosion ne progresse encore, des négociations doivent avoir lieu pour définir et institutionnaliser les droits traditionnels et pour protéger le titre aborigène.

Enracinée dans une société et une culture traditionnelles riches, faisant fond sur un sens profond du droit et de l'urgence et défendue par des leaders jeunes et de plus en plus habiles, la question des revendications des autochtones ne peut que gagner en importance, tout comme les risques de conflits graves qui peuvent en découler. Elle sollicitera de plus en plus l'attention des gouvernements et des peuples autochtones. Elle mérite une meilleure place à l'ordre du jour de la politique publique pour la région.

Fort Rupert

«...Nous, de la nation tsimshiane, affirmons par les présentes nos droits ancestraux sur la terre et les eaux ainsi que le droit à la préservation, à la gestion du développement et aux avantages tirés ou susceptibles d'être tirés des ressources et du développement à l'intérieur de nos territoires tribaux, y compris dans les airs et dans les régions sous-marines.» (P. Starr, Chef, Kiemtu, novembre 1981)

BESOINS D'ORDRE ÉNERGÉTIQUE

Nombre d'intervenants estimaient qu'il y avait lieu de déterminer le besoin de pétrole et de gaz avant d'accepter les risques inhérents à l'exploration en mer. Certains exprimèrent l'avis que la Commission devait se pencher sur cette question et que son mandat devrait être élargi en conséquence.

La Commission n'est pas d'accord. Son mandat l'enjoint d'éclairer les gouvernements sur les incidences environnementales et socio-économiques de l'exploration; il est donc raisonnable de supposer que les gouvernements ou bien reconnaissent la nécessité de disposer de sources supplémentaires d'énergie, ou bien se proposent d'étudier la question du besoin à une autre tribune. La Commission estime en outre que l'étude des besoins en énergie dans le cadre de son examen modifierait la nature profonde de ce dernier et l'empêcherait de se consacrer entièrement aux problèmes, également importants mais sans rapport avec les besoins en énergie, d'ordre environnemental et socio-économique.

> *«J'ai une carte de crédit dans la poche, avec un collant de Chevron dessus. Je sais qu'on utilise tous du combustible, pour chauffer la maison, faire marcher l'auto, toutes sortes de choses, alors je ne dis pas »Pas de forage«. Ce que je dis, c'est qu'il faut faire plus attention et ne pas aller plus vite que nécessaire.» (Colin Skinner, membre du conseil de village, Alert Bay, novembre 1984)*

PRODUCTION ET EXPLOITATION

À maintes reprises, des participants exprimèrent l'avis que le mandat de la Commission devrait être élargi de manière à inclure une évaluation détaillée des questions associées à l'exploitation et à la production, puisque toute décision d'autoriser l'exploration pétrolière et gazière en mer déboucherait fatalement sur l'exploitation du pétrole et du gaz si l'on en trouvait.

Malgré tout son mérite, ce point de vue serait difficile à traduire en action concrète. Procéder à un examen global de l'exploration en mer en-dehors de tout projet propre à un lieu particulier impose des limites et des contraintes sérieuses au processus et oblige à s'en remettre dans une large mesure à des propositions de nature hypothétique pour constituer la base d'information à partir de laquelle seront faites les analyses. Plus la pratique de l'activité examinée est éloignée dans l'avenir, plus les situations considérées gagnent en caractère hypothétique.

Il faudrait que la Commission définisse et évalue une activité hypothétique d'exploitation et de production avant même que la présence de pétrole et de gaz en quantité commercialement exploitable soit prouvée. Il faudrait faire des hypothèses quant au type d'hydrocarbures ainsi que sur l'emplacement, la profondeur et l'étendue du champ, sur les réserves, sur les méthodes de production et de transport ainsi que sur tout autre élément indispensable à un examen complet.

Pour ces raisons, la Commission en est venue à la conclusion qu'il aurait été irréaliste d'élargir son mandat dans le sens indiqué. La Commission a reconnu que les gouvernements ont la volonté de procéder à un examen public complet des incidences environnementales et socio-économiques de l'exploitation et de la production des hydrocarbures avant d'approuver ce genre d'activité.

Son mandat enjoignait la Commission d'identifier les questions qu'il faudrait ultimement considérer si la production était jugée faisable un jour, ce qu'elle a fait.

CHAMPS DE COMPÉTENCE

La Commission d'évaluation environnementale du projet d'exploration au large de la côte ouest fut mise sur pied conformément à l'entente intervenue le 8 septembre 1983 entre le gouvernement du Canada et celui de la Colombie-Britannique, entente qui stipule expressément qu'elle ne présume nullement de la propriété des ressources ni de l'identité de la compétence dont elles relèvent, de nulle entente future pouvant intervenir au sujet de la gestion des ressources, ni d'aucune entente future à l'égard d'un partage des recettes découlant de l'exploitation du pétrole et du gaz en mer. En remettant son mandat à la Commission, les ministres de l'Environnement du Canada et de la Colombie-Britannique, à leur tour, précisèrent que la Commission devait exclure de son examen les questions de compétence.

Tout au long de son examen, la Commission était consciente des diverses prétentions des gouvernements de la Colombie-Britannique et du Canada à l'égard de la région visée, ainsi que de celles de bon nombre de nations autochtones. La Commission s'en est toutefois tenue strictement aux termes de son mandat en fondant son action sur la croyance que les incidences environnementales et socio-économiques d'éventuelles activités d'exploration pétrolière au large de la côte ouest et les conditions à réunir pour les supprimer ou les contrôler seraient les mêmes quelle que soit la compétence en cause.

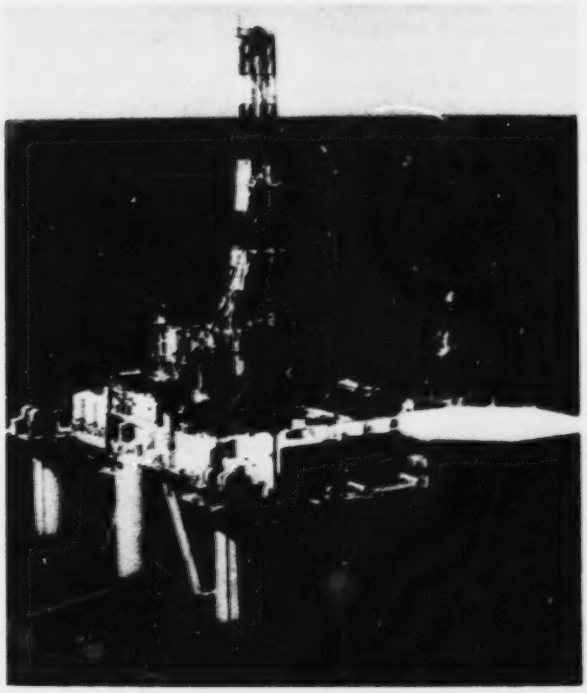


Plate-forme de forage semi-submersible

2. EXPLORATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE EN MER

PROPOSITION

Chevron Canada Resources Limited et Petro-Canada Inc. sont toutes deux titulaires des permis d'exploration applicables aux zones hauturières situées au large de la partie continentale nord et dans la région des îles de la Reine-Charlotte. Les deux sociétés ont récemment proposé de faire des travaux d'exploration en vue de trouver des hydrocarbures dans cette région.

Le programme de Petro-Canada est incertain pour le moment en raison des déclarations qu'elle a faites au moment de son retrait du processus d'examen environnemental. Ce retrait est abordé plus longuement à la section 1.

Chevron cherche à obtenir l'autorisation de procéder à des travaux d'exploration pétrolière et gazière dans les détroits d'Hécate et de la Reine-Charlotte. Elle propose d'effectuer des études sismiques étalées sur environ 5 000 km, suivies du forage de deux puits d'exploration. Deux étés au moins pourraient être consacrés aux études sismiques avant que le forage commence, et les études sismiques pourraient se poursuivre à des étapes ultérieures. Il faudrait environ 130 jours pour forer les puits. Toute proposition subséquente d'exploration dépendrait de l'obtention de résultats encourageants à la faveur de ce programme initial.

Petro-Canada est titulaire des droits fédéraux d'exploration dans l'entrée de Dixon, soit dans les eaux situées entre la limite nord des îles de la Reine-Charlotte et la partie sud de la "queue de la poêle" de l'Alaska. Elle est titulaire de droits semblables applicables aux blocs épars situés à la limite du territoire réservé à Chevron et sur le front du Pacifique de l'extrémité nord des îles de la Reine-Charlotte.

HISTORIQUE

C'est une équipe dirigée par la Richfield Oil Corporation qui effectua les premiers travaux d'exploration pétrolière et gazière dans la région sous revue en 1958. Elle procéda à des essais dans le bassin géologique tertiaire de la Reine-Charlotte en forant cinq puits terrestres dans l'île de Graham, dans les îles de la Reine-Charlotte. Ce programme de forage fut suivi d'études sismiques marines dans le détroit d'Hécate. En 1960, des études sismiques furent effectuées à terre, études qui furent suivies du forage d'un sixième puits en 1961. D'épais sédiments du tertiaire reposant sur une couche de sédiments d'origine volcanique furent trouvés, mais on ne releva nulle indication encourageante de la présence d'hydrocarbures.

En 1961, Shell Canada Ltd. entreprit les démarches lui permettant d'acquérir des permis d'exploration dans les régions hauturières des détroits d'Hécate et de la Reine-Charlotte ainsi que sur le plateau continental au large de la côte ouest de l'île de Vancouver. En 1968, ses avoirs totalisaient 4,9 millions d'hectares, dont quelque 3,5 millions étaient situés dans les détroits d'Hécate et de la Reine-Charlotte. De 1963 à 1967, Shell procéda à l'établissement de cartes géologiques de la région et à des études sismiques en mer; et de 1967 à mai 1969, elle fora, en vertu des permis qu'elle détenait, 14 puits dans le cadre de travaux durant toute l'année. Huit d'entre eux étaient situés dans la région des détroits d'Hécate et de la Reine-Charlotte. Grâce à eux, on put acquérir une connaissance considérablement accrue de la géologie du bassin tertiaire de la Reine-Charlotte, la plupart des puits ayant pénétré la totalité des couches correspondant au quaternaire et celles du début et de la fin du tertiaire. Des indices minimes d'huile et de gaz furent observés dans les sédiments de la fin du tertiaire à quatre des huit puits.

En 1970, Shell conclut un accord de concession avec Chevron Canada Resources Limited en vertu duquel celle-ci gagnerait des droits sur la zone hauturière de Shell si elle procédait à des études sismiques et si elle forait deux puits d'exploration à grande profondeur.

MORATOIRE POUR LA CÔTE OUEST

En 1972, le gouvernement fédéral imposa un moratoire visant à prévenir le passage par l'entrée de Dixon et les détroits d'Hécate et de la Reine-Charlotte des gros navires-citernes partis du terminal du pipeline Trans-Alaska à Valdez, en Alaska. Plus tard, un décret du conseil fédéral releva pour une période indéfinie les titulaires de permis de leur obligation d'effectuer des travaux de forage d'exploration dans ces eaux et interdit tout autre forage.

En 1981, le gouvernement de la Colombie-Britannique renforça le moratoire en décrétant l'existence d'une zone marine intérieure. Au même moment, un moratoire suspendit pour une période indéfinie toute activité d'exploration hauturière dans le détroit de Johnstone au sud de Telegraph Cove et dans les détroits de Georgie et Juan de Fuca. En février 1986, ces différents moratoires étaient toujours en vigueur.

Depuis le milieu des années 1970, les navires-citernes circulent au large de la côte de la Colombie-Britannique, alors qu'ils se dirigent vers Valdez, en Alaska, ou en

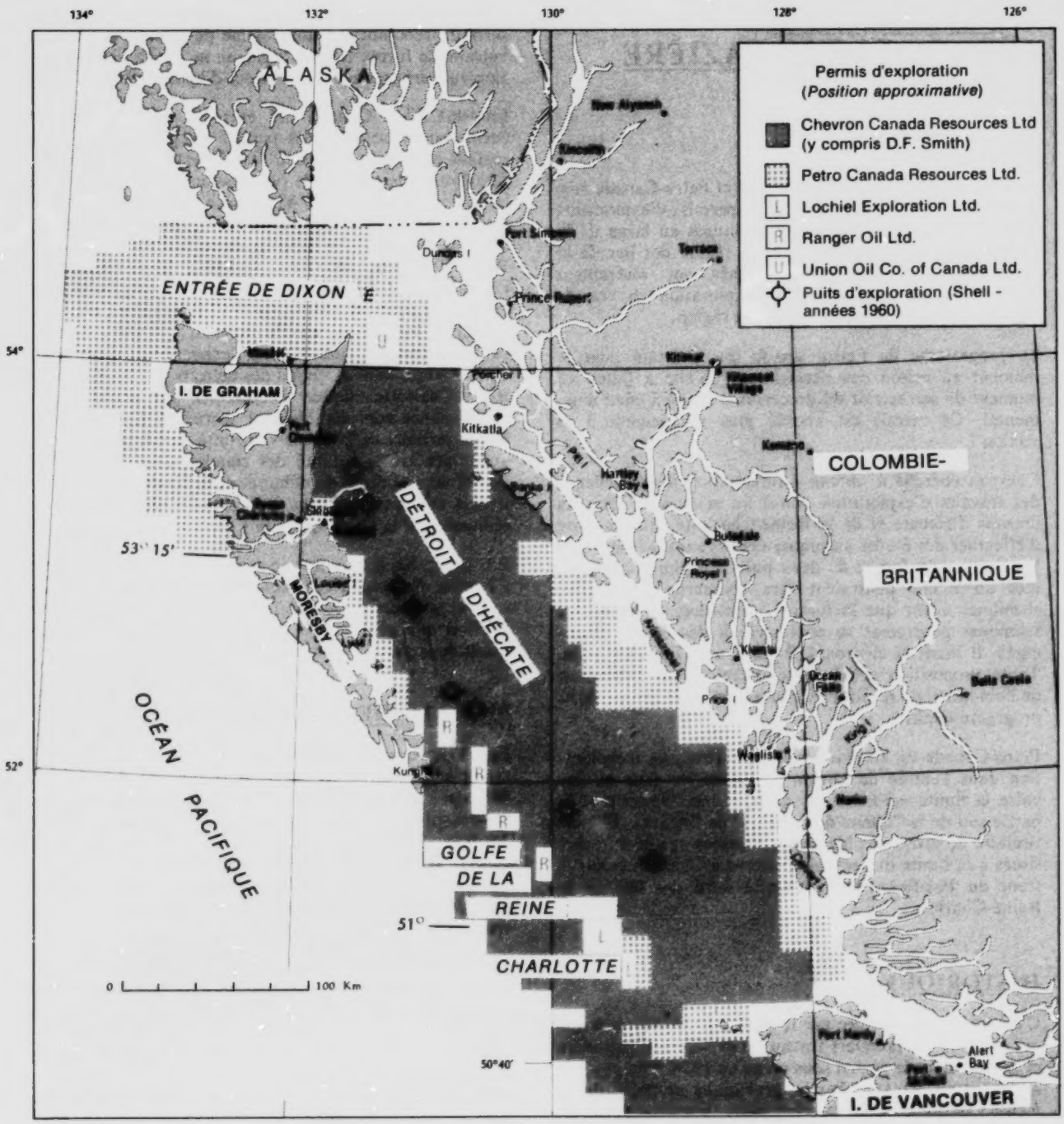


Figure 2 : Régions sous permis d'exploration

proviennent. Diverses mesures ont été adoptées afin de réduire les risques d'accidents attribuables à la circulation de navires pétroliers dans cette région. Il s'agit notamment de restrictions à l'égard de la distance par rapport à la rive et de la mise en place d'un système amélioré de contrôle de la circulation maritime dans le détroit Juan de Fuca. La commission comprend que des ajustements au moratoire sur l'exploration pétrolière et gazière dans la région n'affecterait ni ne changerait les restrictions existantes de la circulation des navires-citernes au large de la côte ouest.

> *«Je pense que tant que le moratoire est en vigueur, nous avons une certaine protection et un certain pouvoir pour forcer les compagnies pétrolières à faire leurs devoirs, en particulier pour ce qui est des courants océaniques du Pacifique, des courants de marée, des vents dominants, des itinéraires de migration du saumon parce que dans cette région, même si on administre les ressources en saumon depuis de nombreuses années, les compagnies de pêche en savent très peu sur le moment et l'itinéraire des migrations du saumon et sur son cycle de vie, ou sur d'autres espèces moins visibles, comme les mollusques et crustacés et le poisson de fond.» (Cecil Reid, Conseil de bande de Bella Bella, Waglisla, septembre 1985)*

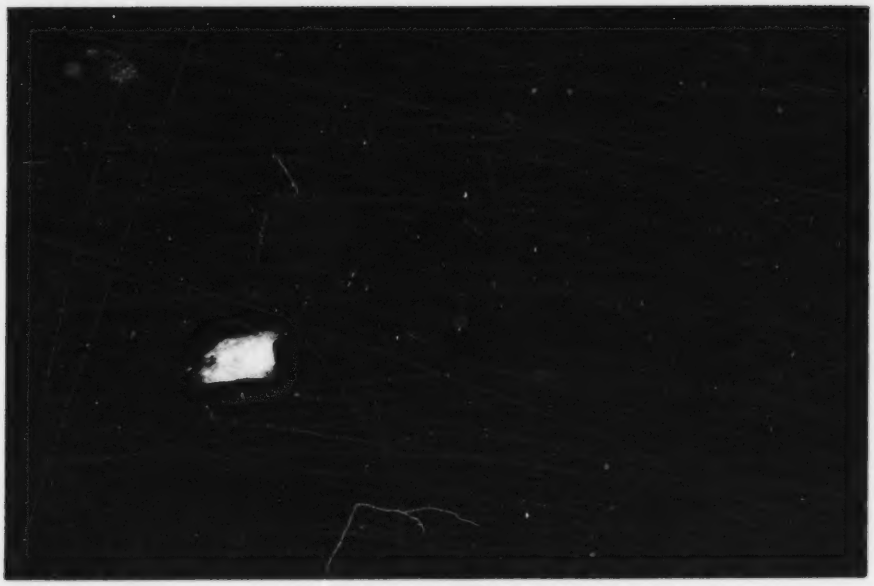
L'AVENIR

Pour le moment, les programmes d'exploration proposés par Chevron et par Petro-Canada n'ont qu'une portée limitée. Si l'un ou l'autre des promoteurs devaient en obtenir des résultats encourageants, de nouvelles propositions d'études sismiques et de forage d'exploration et de délimitation seraient formulées. En fin de compte, si la présence de gisements commerciaux de pétrole était confirmée, il serait proposé d'installer des plates-formes fixes, d'entreprendre un programme de forage d'exploitation et de transporter les hydrocarbures à partir de ces plates-formes permanentes.

Chevron a indiqué que, dans la mesure où les premiers résultats seraient encourageants, elle poursuivrait son programme en forant un troisième puits. Si celui-ci donnait lieu à une découverte au bout d'une période d'évaluation, elle démarrerait un programme de délimitation en forant un quatrième puits. Dans les premières étapes de ce nouveau programme, elle procéderait à une étude sismique détaillée de la structure afin de déterminer en gros la superficie du champ et de sélectionner des emplacements convenables pour le forage de délimitation et d'exploitation. Le programme de délimitation nécessiterait en tout une installation de forage fonctionnant sans interruption durant environ deux ans et demi. Des études concernant des installations de production probables commenceraient au cours de la cinquième année si la découverte permettait de croire à une possibilité d'exploitation commerciale. Le délai écoulé entre l'exploration initiale et la production serait de l'ordre de 10 à 15 ans, même si les premiers résultats étaient positifs.

L'information fournie par les organismes de réglementation sur l'échelonnement dans le temps des diverses activités associées à la mise en valeur des ressources pétrolières dans d'autres régions confirme le scénario indiqué ci-dessus.

> *«Je n'ai pas d'information — pas d'information précise — concernant d'éventuels projets d'autres compagnies qui s'intéressent à la région. Mais je crois devoir dire que nous savons par expérience que quand une compagnie manifeste un intérêt, d'autres suivent.» (Bob Hornal, APGTC, Port Hardy, septembre 1985)*



Côte est, Île Skedans

3. DESCRIPTION DE LA RÉGION

Cette section donne un aperçu du cadre physique, biologique, humain et administratif global dans lequel la reprise de l'exploration pétrolière et gazière en mer surviendrait.

MILIEU PHYSIQUE

LES MERS

Les eaux dans lesquelles les travaux d'exploration auraient lieu se situent principalement entre la terre ferme et les îles de la Reine-Charlotte et depuis le nord de l'île de Vancouver jusqu'à la "queue de la poêle" de l'Alaska. Sont également incluses une partie des eaux côtières situées immédiatement à l'ouest de la limite nord des îles de la Reine-Charlotte.

L'entrée de Dixon, entre la "queue de la poêle" de l'Alaska et l'île de Graham, est une cuvette d'environ 70 km de largeur orientée suivant l'axe est-ouest. Sa profondeur varie de 200 m à l'est à quelque 400 m à l'ouest, sauf à la hauteur du banc de Learmonth, qui s'élève à moins de 35 m de la surface de la mer là où l'entrée de Dixon opère sa jonction avec l'océan Pacifique.

Le détroit d'Hécate, entre les îles de la Reine-Charlotte et la terre ferme, fait 55 km de largeur au nord et s'évase jusqu'à atteindre quelque 120 km de largeur au large de Cap St-James au sud. Relativement peu profond, il comporte une vallée sous-marine d'une longueur d'environ 220 km qui étreint la terre ferme et dont la profondeur est de 50 m au nord et atteint jusqu'à 300 m au sud. Le côté nord-ouest du détroit, près de l'île de Graham, présente un large haut-fond de sable et de gravier qui se situe à moins de 100 m de profondeur.

Plus au sud, le détroit de la Reine-Charlotte est situé dans le goulet de 170 km entre Cap St-James, à la pointe sud de l'île Moresby, dans les îles de la Reine-Charlotte, et les îles Scott, au large de la partie nord de l'île de Vancouver. La vallée sous-marine de l'est du détroit d'Hécate s'étend vers le sud-est par le détroit de la Reine-Charlotte sous la forme d'une large cuvette et elle s'approfondit jusqu'à atteindre 400 m à l'ouest. Plus au sud se trouvent deux cuvettes plus larges qui coupent le détroit transversalement et qui peuvent atteindre jusqu'à 400 m de profondeur.

Trois bancs d'importance séparent ces cuvettes : le banc Middle, le plus profond à 115 m, est situé à mi-hauteur du détroit, à l'est de Cap St-James; le banc Goose, le moins profond, est à 31 m de profondeur à son rebord est et il est centré dans le détroit; il est soumis à une érosion active attribuable aux courants de fond qui balaient les sables qui le composent vers le nord et vers le sud; enfin, au sud, le banc Cook, qui englobe les îles Scott à son extrémité sud, est un large banc de 70 m de profondeur qui s'étend suivant un axe nord-ouest par rapport à l'île de Vancouver.

Au large de la côte ouest de l'île de Graham, la courbe bathymétrique des 200 m se situe à environ 30 km en mer. Plus au sud, au large de la côte ouest de l'île Moresby, cette distance rétrécit pour atteindre moins de 5 km. À cet endroit, les fonds atteignent une profondeur de plus de 2 500 m à moins de 30 km des côtes.

LES RIVAGES

Dans la région considérée, les côtes diffèrent sur les plans de l'exposition à la houle, des types de sédiments qu'elles présentent, de la haute plage et du caractère géomorphologique. Les côtes du front de mer des îles de la Reine-Charlotte sont très exposées à la houle, comportent de rares sédiments et peu de plages, des hautes plages abruptes et des roches volcaniques résistantes. Par contraste, les côtes nord et est de l'île Graham présentent en abondance des sédiments non consolidés que la houle et les courants rediffusent de manière à former un épi comportant de larges plages de sable et de gravier.

Les côtes sud-est des îles de la Reine-Charlotte et la terre ferme présentent une exposition à la houle qui varie de très faible dans les baies et les canaux abrités à très forte là où elles encaissent la houle de l'océan Pacifique. Les hautes plages sont constituées tantôt de roches ignées résistantes, tantôt de basses terres côtières adossées à des montagnes, avec de-ci de-là des plages de galets et des hauteurs dentelées de fjords dont certains s'emmanchent à des deltas.

Dans les zones de fortes vagues associées à des marées de grande amplitude, souvent supérieure à 7 m, seuls les matériaux côtiers les plus durs ne sont pas aspirés vers la haute mer ou rediffusés.

CLIMAT

La côte nord de la Colombie-Britannique est dotée d'un climat tempéré attribuable à un flux d'air marin dominant soufflant vers la terre. La température de cet air est régularisée par l'océan, un air frais soufflant du nord-ouest sur la côte en été et un air plus chaud soufflant également vers la terre du sud-ouest en hiver. Les vents dominants dans le nord-est du Pacifique dépendent de l'emplacement et de l'intensité de deux systèmes de pression atmosphérique semi-permanents. La dépression des Aléoutiennes, centrée sur le golfe de l'Alaska, domine en hiver et apporte de forts vents du sud-sud-est le long de

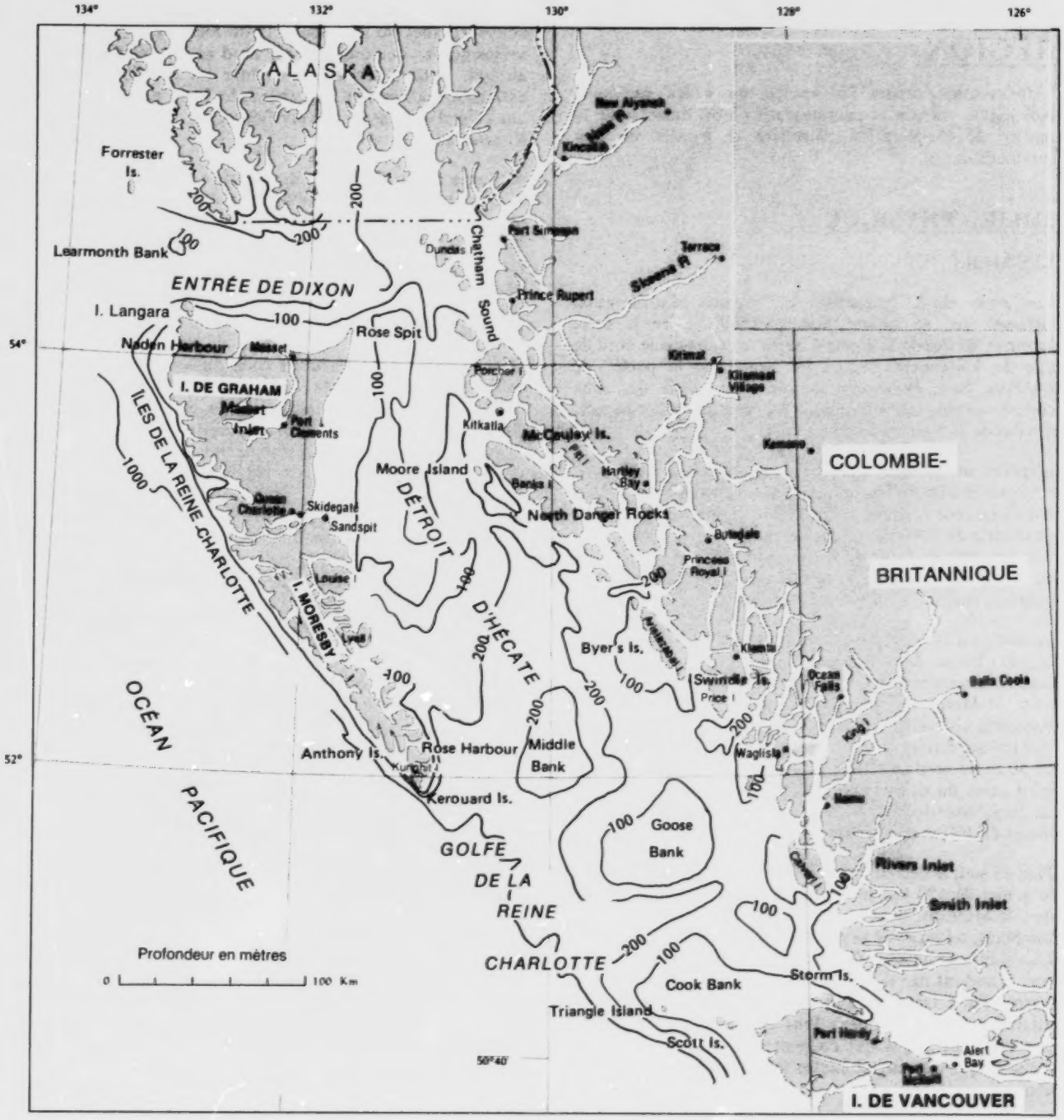


Figure 3 : Environnement biophysique de la région de la côte nord.

la côte. En été, c'est la zone de haute pression nord-pacifique qui domine et qui apporte des vents du nord-nord-ouest le long de la côte. Ces vents dominants sont parfois interrompus pendant des jours et des semaines par des systèmes de haute et de basse pressions se déplaçant vers l'ouest et qui peuvent causer de fortes tempêtes.

Sur les eaux de la région, les températures quotidiennes moyennes sont de 3°C environ en janvier et de 12°C environ en juillet. On peut toutefois compter plus de 20 jours de gel en hiver, avec des vagues de froid attribuables à des invasions d'air arctique et aux vents soufflant en grain qui s'infiltrent par les inlets de la côte. Tout navire circulant près d'un inlet de la terre ferme peut voir sa superstructure se couvrir de givre causé par les embruns.

La pluviosité annuelle dans la région est d'environ 1 550 mm (61 po.) auxquels s'ajoutent environ 50 mm (2 po.) sous forme de chutes de neige. L'humidité atteint son maximum au cours des mois d'octobre, novembre et décembre. Le ciel est couvert plus de la moitié du temps toute l'année, ce qui affecte souvent la visibilité et les conditions de vol. Quoique présent toute l'année, le brouillard s'observe surtout en été.

VENTS ET VAGUES

Les îles de la Reine-Charlotte se trouvent dans une des régions les plus venteuses du Canada et les vents forts y sont plus fréquents que dans d'autres régions. En janvier 1951, Cap St-James a connu des vents dont on a estimé la vitesse à 200 km/h. Les vents associés aux systèmes météorologiques majeurs sont modifiés par le terrain montagneux et, à moins de 50 km des côtes, ils ont tendance à souffler parallèlement au rivage. Les vents les plus forts s'observent de décembre à février et les plus faibles en juillet et août. La période allant de la fin de septembre au début d'octobre est marquée par une augmentation brutale de la vitesse moyenne des vents. Il arrive parfois que des vents forts soufflent en été aussi.

Dans le détroit d'Hécate, les vents dominants en hiver soufflent du sud-est et atteignent une vitesse moyenne de 50 km/h (27 noeuds) en janvier. En été, ils soufflent du nord-ouest à une vitesse moyenne de 30 km/h (16 noeuds) en juillet.

La configuration des vents dominants subit l'influence d'autres facteurs. S'infiltrant par les inlets, les vents forts soufflent vers la mer quand un système de haute pression se trouve au-dessus de la partie nord ou centrale de l'intérieur. Ces vents, appelés vents «squamish», atteignent souvent la force d'un grain. Une autre modification qui s'observe surtout l'été est causée par des brises de mer diurnes qui se forment sous l'effet du réchauffement et du refroidissement quotidiens des masses continentales près de la mer.

Les vents fournissent l'énergie nécessaire à la formation des vagues et de la houle. Les deux phénomènes connaissent leur plus grande intensité en automne et en hiver, époque où la force, la durée et le fetch des vents sont plus grands qu'en été. En raison de l'ampleur de l'abri offert par les masses continentales et de la direction de la houle, la hauteur des vagues dans le détroit de la Reine-Charlotte est en règle générale moindre que dans l'océan Pacifique. La hauteur moyenne des vagues dans l'entrée de Dixon, par exemple, est moindre que celle qui s'observe dans le détroit de la Reine-Charlotte mais supérieure à celle du détroit d'Hécate. Les variations que présentent ces voies d'eau dépendent de la distance par rapport à la haute mer et de la direction des vents. Le détroit de la Reine-Charlotte et la partie sud du détroit d'Hécate sont particulièrement exposés aux vagues de grand fond et à la houle du sud-ouest.

La réfraction et le déferlement de la houle dans les eaux qui diminuent graduellement de profondeur, comme sur les bancs peu profonds du détroit de la Reine-Charlotte et sur le banc de Learmonth dans l'entrée de Dixon, constituent un autre phénomène d'importance. Les vagues commencent à se dresser et à s'amplifier lorsqu'elles arrivent en eau peu profonde ou lorsqu'elles font face à des courants contraires. La période de ces vagues amplifiées peut en outre s'abréger quand celles-ci se déplacent contre des courants de jusant.

La côte ouest se caractérise par la soudaineté avec laquelle les conditions extrêmes de houle en automne peuvent apparaître. L'installation de forage SEDCO 135F, de Shell, ancrée dans 137 mètres d'eau dans le détroit de la Reine-Charlotte, essuya une série de tempêtes et encaissa des vagues de 9 à 15 mètres de hauteur pendant 16 jours à partir de la mi-octobre 1968. Le 23 octobre, les vagues se sont soulevées à plus de 20 m de hauteur et l'on en a observé une de 30 m de hauteur. L'élément le plus dangereux de la tempête n'était pas tant la hauteur des vagues que la rapidité avec laquelle elle s'accroissait. En moins de huit heures, elle était passée de 3 mètres à plus de 20 mètres. La tempête plus récente des 11 et 12 octobre 1984, au cours de laquelle un certain nombre de pêcheurs ont perdu la vie, a accru la conscience de ce danger et montré la nécessité d'améliorer la prévision des tempêtes.

> *«...Nous sommes dans une région où de fortes tempêtes peuvent se former rapidement, où les vagues peuvent atteindre une hauteur fort impressionnante en un temps relativement bref et où les vents peuvent souffler à des vitesses excessives.» (Pat Haines, Chevron, Port Hardy, septembre 1985)*

«...Nos eaux n'ont rien à envier pour l'hostilité à celles d'autres parties du monde, y compris le cap de Bonne Espérance. Tout le danger vient de la combinaison d'une série de facteurs — vents forts, marées puissantes, hauts fonds et vagues gigantesques — qui s'associent pour créer des conditions extrêmement dangereuses et hors de proportions.» (Jack Miller, Port Clements, novembre 1984)

MARÉES ET COURANTS

Les modifications locales du niveau de la mer, causées par les marées, surviennent grosso modo deux fois par jour et elles génèrent des courants de marée qui déplacent des volumes énormes d'eau. Le marnage moyen est d'environ 3 m côté mer dans le détroit de la Reine-Charlotte. Il passe à 4,8 m à mi-chemin du détroit d'Hécate pour atteindre 5 m à Prince Rupert. De Prince Rupert à la sortie côté mer de l'entrée de Dixon, il redescend à 3,5 m. Le marnage peut atteindre plus de 7 m près de Prince Rupert et dans le canal Skidegate, qui sépare les îles de Graham et Moresby.

Les courants constituent la somme des courants de marée et des courants non attribuables à la marée, tous deux contribuant au déplacement des eaux de la région. Le déplacement non attribuable à la marée est causé principalement par les vents côtiers et les écoulements venant de la terre.

Les courants de marée eux-mêmes sont un mélange de phénomènes principalement diurnes et semi-diurnes mais des variations surviennent sur des périodes d'une quinzaine de jours, d'un mois et d'une saison. Quand les courants sont confinés dans les limites d'un canal, ils montent et descendent suivant l'axe du canal mais, si l'espace le permet, ils opèrent une rotation avec le temps. Là où les marées semi-diurnes dominent, comme c'est le cas dans la région d'exploration, une embarcation munie d'une ancre de proue décrirait un cercle complet en une demi-journée. La vitesse des courants de marée est habituellement de l'ordre de 25 à 50 cm/sec (0,5 à 1 noeud). On observe des courants de marée particulièrement forts dans les voies d'eau fermées. La vitesse des courants de marée au large de Cap St-James est habituellement supérieure à 50 cm/sec (1 noeud). Les courants de marée du détroit d'Hécate présentent peu de rotation à cause de sa forme analogue à celle d'une vallée et des marées montantes et descendantes qui atteignent 50 cm/sec (1 noeud).

Dans l'entrée de Dixon, le flux est plus fort du côté sud et le reflux est plus fort du côté nord. Cette situation crée un tourbillon allant dans le sens contraire des aiguilles d'une montre au centre de l'entrée de Dixon, au nord de Rose Spit, dans le nord-est de l'île de Graham. Au rivage, les courants de marée formés à la périphérie du tourbillon atteignent une vitesse de 50 à 100 cm/sec (1 à 2 noeuds). Les gens de l'endroit prétendent qu'ils peuvent atteindre plus de 100 cm/sec.

Dans toutes les principales voies d'eau de la région, les courants de marée proches du fond sont plus faibles que ceux de la surface, leur vitesse se situant entre 15 et 25 cm/sec (0,3 à 0,5 noeuds).

Les vents exercent une influence considérable sur la configuration des courants. La force et la direction des vents côtiers dominants se modifient le long des lignes de rivage, ce qui influe sur les courants de surface près du rivage. Lorsque les vents dominants soufflent du nord ou du nord-ouest, par exemple, les eaux de surface sont déplacées vers le sud et le sud-est parallèlement à la côte et à une vitesse représentant un faible pourcentage de la vitesse du vent. La situation inverse se produit lorsque les vents dominants sont du sud ou du sud-est. Ces changements, superposés aux fluctuations de la marée, se produisent simultanément sur des distances de l'ordre de centaines de kilomètres.

Les écoulements agissent également sur la configuration des courants, surtout au début de l'été, après la fonte des neiges dans les montagnes. Ainsi, de l'eau saumâtre provenant principalement du ruissellement des rivières Nass et Skeena serre le côté nord de l'entrée de Dixon à mesure qu'elle s'écoule vers l'ouest en surface; un courant compensatoire d'eau salée s'écoulant vers l'est tend à se déplacer le long de son côté sud. Le mouvement vers la mer de l'eau douce et son mélange avec l'eau salée causent également un sous-écoulement d'eau salée dirigé vers la terre qui compense la perte d'eau salée résultant du mélange. L'action des écoulements disparaît virtuellement de novembre à février, époque où le phénomène connaît sa moindre intensité.

Le vent et les écoulements exercent, certes, une influence importante sur la formation des courants, mais la réaction de l'océan à l'action du vent peut varier considérablement sur toute la région de la côte nord. Cette réaction dépend des conditions locales, comme la configuration du fond et la proximité d'écoulements d'eau douce. La prise en compte de l'élément non attribuable à la marée des courants proches de la surface, calculé comme représentant un pourcentage fixe de la vitesse locale du vent, ne donne qu'une approximation sommaire du courant qui pourrait être effectivement observé.

Les eaux de surface de la région sont souvent dominées par des courants d'inertie intermittents générés par le vent. Ces courants opèrent une rotation dans le sens des aiguilles d'une montre (vue vers le bas) et décrivent une trajectoire à peu près circulaire en 15 heures et demie (à 51° de latitude nord). Ils sont souvent générés par le passage rapide de vents frontaux du sud-est qui accompagnent les tempêtes extratropicales lorsqu'elles franchissent la côte nord. Les courants d'inertie peuvent atteindre une vitesse supérieure à 50 cm/sec (1 noeud) et ils se situent principalement dans la frange supérieure des 50 mètres. Ils ont tendance à persister pendant deux jours et demi après le passage rapide d'une tempête, mais ils s'amenuisent plus rapidement dans les eaux peu profondes où l'effet de frottement intervient. L'intervalle entre deux tempêtes dans le Pacifique nord-est en hiver est d'environ deux jours et demi, ce qui donne à penser que la région est susceptible de connaître des périodes prolongées d'intenses oscillations d'inertie de la fin de l'automne au début du printemps.

Les courants de surface sont si complexes que, bien qu'il soit indéniablement nécessaire de les étudier davantage, il ne faut pas s'attendre d'en arriver à un schéma simple qui accroîtra dans des proportions appréciables la capacité de les prévoir.

TREMBLEMENTS DE TERRE

Les tremblements de terre sont monnaie courante au large de la Colombie-Britannique et dans ses régions côtières. Cette région est l'une des plus actives au Canada sur le plan sismique. Le plus fort tremblement de terre enregistré au Canada s'est produit en 1949 à l'ouest des îles de la Reine-Charlotte; il a atteint une magnitude de 8,1 sur l'échelle Richter. Il s'est produit le long d'une faille majeure de la croûte terrestre, la faille de la Reine-Charlotte à l'accore du plateau continental juste à l'ouest des îles de la Reine-Charlotte. Deux autres importants tremblements de terre, tous deux d'une magnitude de 7,0, se sont produits respectivement en 1929 et en 1970; on croit que leur origine se situerait dans la même faille. De nombreux tremblements de terre de moindre importance se sont produits dans le complexe réseau de failles situé côté mer du détroit de la Reine-Charlotte. Plusieurs autres failles mineures passant par les îles Moresby et Graham ont été repérées mais il n'est pas certain qu'elles se prolongent, côté mer, dans le détroit de la Reine-Charlotte.

Les tsunamis, communément quoique incorrectement appelés "raz de marée", sont habituellement causés par des tremblements de terre sous-marins. Il s'agit de vagues sismiques dont la longueur d'onde en haute mer est de l'ordre de plusieurs centaines de kilomètres mais dont l'amplitude est habituellement inférieure à un mètre. À mesure qu'elles progressent vers des eaux peu profondes ou resserrées, leur longueur d'onde raccourcit et leur amplitude s'accroît. Cet effet s'accentue dans les baies peu profondes et dans les estuaires : l'amplitude atteint alors des dizaines de mètres. Des dégâts matériels sont à prévoir. Au large, les navires et les plates-formes de forage ressentent rarement le passage de ce genre de vague.

Parmi les autres risques associés aux tremblements de terre, mentionnons la possibilité de forer dans une zone de faille majeure active ainsi que l'affaissement des sédiments de fond et la création de turbidité. Ce dernier phénomène se produit lorsque des sédiments accumulés sur une pente sont perturbés et s'écoulent massivement et rapidement vers le fond marin. Un écoulement de ce genre causé par le tremblement de terre des Grands Bancs en 1929 a endommagé les câbles sous-marins.

MILIEU BIOLOGIQUE

ÉCOSYSTÈMES

La région considérée présente deux grands écosystèmes marins : celui du littoral et celui du plateau continental. L'écosystème du littoral se retrouve près des rivages rocheux, sur les replats boueux, dans les estuaires et dans les baies peu profondes. La lumière du soleil traverse les écosystèmes du littoral et aux éléments nutritifs venus de la mer qui circulent à travers eux s'ajoutent ceux qui viennent de la terre. Dans les baies peu profondes et dans les estuaires ainsi que sur les replats boueux, les éléments nutritifs provenant de la décomposition de la matière organique ont un rôle important à jouer dans la productivité. Le déplacement de l'eau transporte une partie de la production du littoral dans les eaux plus profondes, sous la forme de détritus dérivant et de paquets de varech qui vont enrichir le réseau trophique. Quant aux alevins et aux jeunes d'espèces comme le saumon et le hareng, leur survie dépend de cette production.

Les écosystèmes du plateau continental se retrouvent là où, à cause de la profondeur de l'eau, la lumière pénètre en quantité insuffisante pour permettre la croissance de végétaux sur le fond marin, mais où l'eau est tout de même assez peu profonde pour que la production se faisant dans les eaux de surface soit directement accessible à la communauté benthique. Les espèces animales des communautés benthiques et pélagiques interagissent directement les unes sur les autres. Le lançon, par exemple, pénètre de jour dans les eaux peu profondes pour se nourrir de plancton, ce qui cause le transfert de matière organique dans la communauté benthique. Sur le plateau, les eaux sont en outre assez peu profondes pour que les courants et les vents puissent mélanger les eaux et

ainsi mettre des éléments nutritifs à la portée de toutes les composantes du réseau trophique.

Par contraste avec les écosystèmes du littoral, où les varechs et les herbes marines sont les principaux producteurs, c'est le phytoplancton qui remplit ce rôle dans les écosystèmes du plateau continental. La saison de croissance du phytoplancton dans les détroits de la Reine-Charlotte et d'Hécate va d'avril ou mai à octobre. On observe une forte croissance au printemps qui s'amenuise à l'été pour reprendre à l'automne. Le ralentissement estival de la productivité est attribuable à la raréfaction des éléments nutritifs dans les strates d'eau, pas à un manque de lumière. Il existe des indications permettant de penser que le mélange opéré sur les fronts océaniques favorise la productivité du phytoplancton, mais l'identification des zones où ce phénomène se produit dans la région considérée est encore à venir.

Les écosystèmes du littoral et du plateau continental abritent tous deux des brouteurs et des nécrophages ou charognards. Les brouteurs comme le zooplancton, l'escargot, la palourde, le chiton et l'oursin se nourrissent de phytoplancton et de varech. Ils sont eux-mêmes la proie de l'étoile de mer, de l'escargot prédateur, du saumon, du hareng, du pétrel, de l'alque à cou blanc et de la baleine grise. Certains d'entre eux nourrissent le flétan, la morue-lingue, le cormoran, l'aigle, le faucon, le phoque, le dauphin et l'épaulard.

Les nécrophages ou charognards assurent leur subsistance à même les restes et les excrétions d'autres organismes. Les bactéries, le concombre de mer, les anémones et les crabes communs en sont des exemples typiques.

POISSONS

Les crustacés et mollusques et autres invertébrés de la région qui présentent une importance sur le plan de la pêche commerciale et alimentaire sont le crabe dormeur, le couteau, la quahaug commune, la palourde jaune, le panopéa du Pacifique, le peigne géant du Pacifique, les moules, l'haliotide, la pieuvre, le calmar et l'oursin rouge géant. Le crabe dormeur se pêche au large de la baie McIntyre et sur les hauts-fonds à l'est de l'île de Graham. Le panopéa de même que le couteau et les palourdes jaunes sont pêchés dans le même secteur. Plusieurs espèces de palourdes proviennent des nombreux inlets et voies d'eau de la région.

Les poissons proprement dits constituent la plus importante ressource renouvelable commerciale de la région. Ceux qui ont la plus grande valeur sont les cinq espèces de saumon du Pacifique : le saumon kéta, le saumon coho, le saumon chinook, le saumon rose et le saumon sockeye. Quelque 650 rivières et cours d'eau sont le théâtre du frai et le lieu où les jeunes passent les premiers temps de leur existence. Les saumons remontent en masses les rivières Bella Coola, Skeena, Nass, les inlets Smith, Rivers et Masset, le hâvre Naden et d'autres voies d'eau. En outre, des populations de saumon de l'Alaska, de Washington, de l'Oregon et de la Californie empruntent les voies d'eau de la région dans leur migration du golfe de l'Alaska et du Pacifique-Nord. Les saumons immatures peuvent passer plusieurs mois dans les estuaires, où ils trouvent leur subsistance et où ils s'adaptent graduellement à l'eau salée avant de s'acheminer vers le large. On estime à plus de un milliard le nombre des alevins qui remontent la côte au cours de leur migration. Les données sur le moment et l'itinéraire de la migration des jeunes sont incertaines, mais l'on croit que, pour la plupart, ils progressent près du rivage, dans les dix mètres supérieurs de la hauteur d'eau.

Le hareng du Pacifique fait aussi l'objet d'une importante pêche commerciale. La pêche du hareng au moment du frai, pratiquée surtout en mars et en avril, permet de capturer des adultes qui s'acheminent vers les frayères. Le hareng se reproduit près des rives, dans les eaux abritées. Il dépose ses oeufs sur la laminaire, l'algue rouge, la villisnérie et l'ascophylle, où ils éclosent après une période de dix à vingt jours. Ensuite, les embryons libres s'agglutinent en masses énormes près des frayères. Le hareng adulte constitue un élément important de l'alimentation du saumon, des poissons de fond ainsi que de certains oiseaux de mer et mammifères marins.

Les poissons de fond sont des démersaux, c'est-à-dire des poissons qui, à l'âge adulte, habitent les grands fonds du large. Ils englobent différentes espèces appartenant aux familles des poissons plats, des scorpènes, des lingues, des morues noires, de la morue proprement dite, de la raie et du chien de mer. Bien qu'ils soient démersaux durant une grande partie de leur vie adulte, tous les poissons de fond sont pélagiques à l'état d'embryons libres et nombre d'entre eux pondent des oeufs pélagiques.

Les espèces commerciales de poissons plats sont le flétan du Pacifique, la plus importante, la sole du Pacifique, la sole de roche, le turbot et la plie de Californie. La plupart des soles et des turbots se reproduisent en hiver et au début du printemps; en règle générale, leurs oeufs sont pélagiques et flottent sous la surface. Tous les embryons libres sont pélagiques.

La région compte trente-trois espèces de scorpènes, dont trois ont une importance sur le plan commercial. On connaît huit espèces de lingues et deux de morue noire. Parmi ces dernières, seule la morue-lingue fait l'objet d'une pêche commerciale. Le sébaste, les scorpènes, la morue-lingue et les morues noires sont les poissons de fond les plus nombreux dans le détroit de la Reine-Charlotte. La morue charbonnière, une variété de morue

noire, est un important poisson de consommation. Les quatre espèces de morue proprement dite sont présentes dans la région. Parmi elles, la morue du Pacifique ou morue grise, le merlu du Pacifique et la morue du Pacifique occidental font l'objet d'une pêche commerciale. La morue se reproduit en hiver et au printemps et pond des oeufs pélagiques.

L'eulakane est une espèce importante dans la région. La population de reproduction totale de la seule rivière Nass est estimée à 1 000 tonnes. Les embryons libres, les jeunes et les adultes de cette espèce semblent présenter une vaste distribution dans l'océan et il est probable qu'ils abondent dans le détroit d'Hécate et dans l'entrée de Dixon. Les données sur cette espèce sont rares.

Les oeufs et les embryons libres de diverses espèces de poissons constituent une étape cruciale et fragile de la vie de certains poissons, mais on sait peu de choses à leur sujet. Une étude récente et de portée limitée indique que leur abondance varie d'un lieu à l'autre de la région et selon le moment de l'année. Elle indique également que les embryons libres de lançon dominent et constituent probablement de ce fait un élément d'importance majeure des réseaux trophiques pélagiques. On sait qu'ils constituent un élément majeur de l'alimentation de certains oiseaux de mer, tant sous forme d'embryons libres qu'à l'état adulte.

OISEAUX

Des millions d'oiseaux, aquatiques ou non, fréquentent les eaux au large de la côte nord de la Colombie-Britannique, pour s'y reproduire ou au cours de leur migration. Les plus répandus sont les oiseaux aquatiques authentiques : l'albatros, le puffin, le fulmar, le pétrel-tempête, le cormoran, le goéland et la mouette et les alcidés. Les oiseaux de rivage sont également nombreux. Il arrive parfois que d'autres oiseaux — le huart, le grèbe, le cygne, le canard et l'oie — soient plus nombreux que les oiseaux aquatiques dans certaines régions côtières, notamment en-dehors de la saison de l'accouplement.

Les oiseaux de la côte trouvent leur nourriture à tous les niveaux du réseau trophique. La bernache canadienne, la bernache cravant et les canards barboteurs se nourrissent de la végétation; certains grèbes, certains canards plongeurs, certains alcidés et puffins se nourrissent de crustacés, d'euphausiacés et d'amphipodes; le tourne-pierre noir, l'huîtrier, l'échassier du ressac et d'autres oiseaux de rivage consomment des invertébrés de la zone intertidale. Les canards plongeurs mangent des mollusques, des moules en particulier ainsi que des oeufs de hareng; les puffins mangent des céphalopodes; les huarts, les grèbes, les cormorans, les becs-scies, certains alcidés ainsi que les goélands et les mouettes mangent du poisson, y compris du hareng et du lançon.

Le plus important — et de loin — des groupes d'oiseaux aquatiques se reproduisant en colonies sur la côte ouest est constitué par les alcidés, parmi lesquels se rangent le guillemot, la marmette, le macareux et l'alque. Ils vivent presque exclusivement en mer et ne viennent à terre que pour s'accoupler et pour "lancer" leurs petits à la mer. Il ne leur faut que des territoires restreints pour leurs nids ou leurs gîtes et, au moment de l'accouplement, ils se regroupent en colonies très densément peuplées situées sur des îles exposées, isolées ou en divers points des îles de la Reine-Charlotte, de l'île de Vancouver ou de la terre ferme. L'alque marbrée fait exception à cette règle. Elle niche dans les forêts de la côte et sur les éboulis rocheux et on croit qu'elle se répartit en groupes épars sur toute la côte.

Les principales colonies d'oiseaux aquatiques de la région sont les suivantes :

—l'île Triangle, dans les îles Scott, abrite le plus grand nombre – trois quarts de million d'individus environ – d'oiseaux aquatiques venus se reproduire sur la côte ouest du Canada. On y relève quelque 360 000 couples d'alques de Cassin, qui représentent 40 p. 100 de la population mondiale d'oiseaux nicheurs. Il s'y trouve aussi d'importantes colonies d'alques à bec cornu et de macareux huppés, ces derniers constituant la plus importante colonie de la côte ouest du Canada.

—la côte est de l'île Moresby abrite une série d'aires de nidification du pétrel-tempête, de l'alque de Cassin et de l'alque à cou blanc. Actuellement, une importante colonie d'alques à cou blanc se trouve dans l'île Lyell.

—dans la région de l'île Moresby, l'alque de Cassin niche dans les îles Kerouard et Anthony. La baie Engelfield abrite une importante colonie de pétrels-tempêtes.

—le long de la côte ouest de l'île de Graham se trouvent d'importants lieux de nidification de l'alque de Cassin, de l'alque à cou blanc et du pétrel-tempête.

—dans le détroit de la Reine-Charlotte, d'importantes colonies d'alques à bec cornu sont installées dans l'île Storm et dans l'île Pine. Le pétrel-tempête niche dans l'île Tree et dans le groupe Buckle.

—au large de la côte nord de la terre ferme, l'île Lucy, dans le détroit Chatham, abrite une vaste colonie d'alques à bec cornu; l'île Moore abrite une importante colonie de pétrels cul-blanc et l'île Byer's abrite une importante colonie d'alques à cou blanc.

—le groupe des îles Forester, dans les eaux qui appartiennent à l'Alaska dans la partie nord de l'entrée de Dixon, abrite d'importantes colonies de pétrels-

Guillemots

Bernache canadienne à Masset

Marmettes

tempêtes, d'alques et de macareux qui totalisent plus d'un demi-million de couples d'oiseaux nicheurs.

Outre les colonies d'oiseaux nicheurs, les eaux marines de la région servent de lieu de passage et d'hivernage pour d'autres oiseaux. Plus d'un million d'oiseaux en route pour le nord du Canada et l'Alaska font halte dans les eaux côtières au printemps, et à leur retour à l'automne. On peut observer la présence d'un nombre spectaculaire de puffins, oiseaux migrateurs de l'hémisphère sud, surtout d'avril à octobre. Comme autres oiseaux migrateurs répandus, mentionnons le huart arctique, les phalaropes, les oies, les cygnes, les canards ainsi que les mouettes et les goélands. Pour la plupart, les oiseaux migrateurs se concentrent dans les estuaires et les baies abrités et utilisent des aires de gagnage particulières en mer de novembre à avril.

Parmi les espèces qui fréquentent les rivages, l'huîtrier, l'aigle à tête blanche, le faucon pèlerin, le grand héron, le martin-pêcheur et la corneille du nord-ouest sont pour la plupart des résidants permanents, quoique certaines populations puissent être migratrices.

L'information existante donne un aperçu général de l'utilisation que font les oiseaux aquatiques de la région. Mais on ignore encore beaucoup de choses et la confirmation scientifique de "l'aperçu général" progresse lentement. Ainsi, on ne possède toujours pas, loin de là, de recensement complet de la population des principales colonies. Les colonies de la côte continentale sont mal connues, comme l'est l'écologie alimentaire des oiseaux aquatiques du large.

Échouerie d'otaries à fourrure

MAMMIFÈRES

Il existe 29 espèces de mammifères marins et associés à la mer qui utilisent les eaux du large et du littoral ainsi que les rivages de la région. Sept ou huit seulement de ces espèces sont communément visibles. Ce sont les baleines, les marsouins, les dauphins, les phoques, les otaries, les loutres de mer et les visons de mer. Le nombre des phoques et des otaries est assez bien connu car ces animaux se hissent sur la grève. Le nombre d'individus des autres espèces est moins bien connu, sauf dans le cas de la baleine grise, actuellement la plus nombreuse des espèces de grandes baleines qui fréquentent la région. Quelque 12 000 baleines grises montent vers le nord chaque printemps, surtout en avril et en mai, puis redescendent vers le sud, en novembre et en décembre principalement. Elles circulent normalement à une distance de deux à quatre kilomètres de la rive dans le détroit d'Hécate et dans l'entrée de Dixon. À la différence des autres baleines, elles se nourrissent de ce qu'elles trouvent au fond de l'eau et tamisent dans leur bouche les organismes benthiques présents dans les sédiments qu'elles ont engouffrés près de la rive. Pour la plupart, elles ne se nourissent pas dans les eaux de la Colombie-Britannique, mais on croit que certaines terminent leur migration vers le nord dans la région et on en aperçoit souvent dans le détroit d'Hécate en été.

La chasse commerciale de la baleine a cessé, au large de la côte ouest du Canada, en 1967, mais entre 1926 et 1943, à Rose Harbour, 2 000 spécimens ont été transformés, y compris des spécimens de cachalot macrocéphale, de rorqual bleu, de rorqual commun, de rorqual boréal et de rorqual à bosse. Aujourd'hui, outre la baleine grise, le petit rorqual est le plus communément visible. Les autres cétacés communément visibles sont le dauphin bleu du Pacifique, le marsouin de Dall, le marsouin commun et l'épaulard.

L'otarie de Steller et le phoque commun du Pacifique sont des résidants habituels des côtes de la région. Le phoque commun se reproduit sur toute l'étendue de son aire. Les petits naissent en mai et en juin, principalement dans l'estuaire de la rivière Skeena. Les otaries de Steller ne se reproduisent que dans trois colonies : l'une située dans les îles Scott au large de l'extrémité nord de l'île de Vancouver, l'une dans l'île Kerouard à l'extrémité sud des îles de la Reine-Charlotte et la dernière dans les rochers North Danger, à l'ouest de l'île Banks dans le détroit d'Hécate. Les petits naissent durant l'été. Après l'accouplement, les mâles se dispersent et vont occuper leurs aires favorites le long de la côte ouest de l'île de Vancouver, dans les îles de la Reine-Charlotte et sur la proche terre ferme.

La migration de la plupart des otaries à fourrure, dont la population compte environ 1 650 000 individus, se fait loin des côtes, vers le nord de la fin mars jusqu'à la mi-mai et vers le sud à partir de décembre. Les petits de l'année, qui naissent en décembre, passent l'hiver dans le détroit d'Hécate, dans le détroit de la Reine-Charlotte et dans divers canaux intérieurs, avec un petit nombre de mâles de deux à trois ans.

La loutre commune, adaptée à l'eau de mer sur la côte ouest, est dispersée sur toutes les côtes de la région. Absent des îles de la Reine-Charlotte, le vison se retrouve dispersé sur toutes les rives de la côte ouest. Il se nourrit principalement d'organismes marins et notamment de crabe.

Comme autres mammifères terrestres fréquentant régulièrement les rivages, mentionnons le chevreuil et l'ours noir des îles de la Reine-Charlotte, qui vient se nourrir sur la plage à marée basse.

PÊCHE COMMERCIALE ET PÊCHE SPORTIVE

PÊCHE COMMERCIALE

La pêche commerciale procure de l'emploi, un revenu et un mode de vie à de nombreux habitants de la Colombie-Britannique. Quelque 17 500 pêcheurs et 6 000 travailleurs à terre y sont employés directement et un nombre égal de personnes occupent des emplois dans le secteur des services et de l'approvisionnement associé à cette industrie. C'est le saumon qui fait l'objet de la pêche la plus importante et il représente 60 p. 100 du volume débarqué. Viennent ensuite pour le reste le hareng, le flétan, le poisson de fond et les mollusques et crustacés. Certaines années, les récoltes commerciales ont pu atteindre une valeur de vente en gros de 500 000 000 $; on prévoit une augmentation de cette valeur avec le développement rapide de l'aquiculture et des projets de mise en valeur du saumon.

Les détroits d'Hécate et de la Reine-Charlotte et l'entrée de Dixon sont d'une extrême importance pour la pêche commerciale puisque les captures qu'on y fait représentent plus de 50 p. 100 de la valeur au débarquement de tous les produits de la pêche. Ces zones constituent en outre un corridor de migration d'un grand nombre de saumons jeunes et adultes qui arrivent des États de Washington et de l'Oregon ainsi que du sud de la Colombie-Britannique ou du nord de la Colombie-Britannique et de l'Alaska. Des centaines de millions de jeunes saumons canadiens, et éventuellement un nombre plus grand encore de saumons américains, transitent par cette région.

«Avec la venue des Européens, la pêche s'est faite commerciale; il y a maintenant la pêche commerciale, la pêche sportive, la pêche alimentaire des Autochtones, qui est importante non seulement pour la culture des Autochtones, non seulement pour la subsistance des Autochtones, mais aussi pour la subsistance de l'industrie de la pêche et de l'économie de la Colombie-Britannique. (Anja Streich, Waglisla, novembre 1984)

Saumon

Cinq espèces de saumon du Pacifique sont exploitées dans la région à l'étude et leur abondance pour une année donnée dépend de leur cycle de vie, de l'ordre de deux à six ans, et de leur taux de survie en eau douce et en mer. Il se trouve quelque 650 cours d'eau fréquentés assidûment par le saumon près de la région à l'étude. La plupart des cours d'eau abritent plus d'une espèce et certains abritent toutes les espèces.

Le saumon se pêche à la senne, au filet maillant et à la cuillère. La pêche à la senne et au filet maillant se pratique le long des passages intérieurs ainsi que dans les inlets et les estuaires proches des rivières de frai. La pêche à la cuillère se pratique surtout au large et le long du plateau continental et des bancs. La pêche du saumon commence habituellement en avril et se poursuit jusqu'en novembre. Elle atteint son sommet au milieu de l'été.

«En Colombie-Britannique, le saumon est la plus importante ressource halieutique; il représente quelque 60 p. 100 de la valeur au débarquement totale et 64 p. 100 de la valeur totale de vente de gros de toute la production poissonnière de la Colombie-Britannique. Les chiffres préliminaires dont on dispose pour l'année 1985 indiquent que la valeur au débarquement devrait se situer entre 190 000 000 $ et 200 000 000 $ et la valeur de vente de gros du saumon seulement devrait dépasser les 350 000 000 $. La valeur de vente de gros de certaines autres espèces, le hareng rogué par exemple, s'établit en moyenne à quelque 100 000 000 $ par année, et à 11 000 000 $ par année dans le cas du flétan. Dans le cas des espèces de poisson de fond — et beaucoup sont exploités leur valeur est de 47 000 000 $.» (M. Burgess, Fisheries Council of B.C., Victoria, octobre 1985)

La transformation du saumon prend la forme de la mise en conserve, de la surgélation ou du fumage et elle emploie beaucoup de monde. Elle se fait à Prince Rupert ou à Vancouver, pour 90 p. 100 du saumon capturé, et à Masset, Port Simpson, Bella Bella, Port Hardy et Victoria pour le reste.

Hareng

La pêche du hareng a toujours occupé une place importante dans la pêche commerciale et il est arrivé à l'occasion que sa valeur au débarquement dépasse celle du saumon. Avant 1965, le hareng était surtout utilisé pour la fabrication de farine et d'huile de poisson; les prises étaient alors de 180 000 tonnes en moyenne par année. La reproduction ayant été déficiente plusieurs années d'affilée et en raison, peut-être, d'une surexploitation, la pêche fut fermée au milieu des années 1960 pour permettre le rétablissement des populations.

Le rétablissement eut lieu de façon spectaculaire en quelques brèves années et une pêche réduite des oeufs fut autorisée en 1969. En raison de sa grande valeur économique, cette pêche prit rapidement de l'expansion et atteignit son sommet en 1979 avec une valeur de plus de 200 000 000 $. Depuis quelques années, la ressource donne de nouveaux signes de faiblesse et il est encore une fois devenu nécessaire de prendre de strictes mesures de conservation.

La pêche du hareng rogué se pratique au moyen du filet maillant et de la senne et les captures se font près des frayères alors que le hareng est sur le point de frayer, pour maximaliser les prises possibles de rogue. Une petite partie des prises se fait au moyen de la senne et est mise de côté pour constituer un produit de rogue de hareng sur lit d'algues.

La transformation de la majeure partie du hareng capturé dans la région à l'étude se fait à Prince Rupert et elle emploie beaucoup de monde.

Flétan

Parmi les poissons de fond, le flétan du Pacifique est celui qui présente la valeur économique la plus élevée. On le pêche à la palangre dans le détroit d'Hécate et dans l'entrée de Dixon surtout. L'activité de pêche se pratique par brèves périodes de mai à août.

À cause de la pêche excessive et du faible taux de survie, les populations de flétan déclinèrent sérieusement au cours des années 1960 et il fallut adopter de strictes mesures de protection. Depuis quelque temps, les populations se rétablissent et les quotas de pêche sont augmentés.

Parce que ses migrations lui font franchir la frontière internationale, le flétan est administré par la Commission internationale des pêcheries de flétan du Pacifique, qui réunit les États-Unis et le Canada.

Poisson de fond

La morue, le sébaste, la sole, le turbot, le goberge et autres poissons de fond abondent dans la région à l'étude et on les capture à l'aide du chalut de fond et du chalut flottant. La pêche de ces espèces se pratique surtout au large et les captures sont débarquées à Prince Rupert et à Vancouver. Normalement, la pêche se pratique tous les mois de l'année.

Crustacés et mollusques

Les langoustines et les crabes se capturent au moyen de casiers, les crevettes au moyen de chaluts, l'haliotide et le panopéa du Pacifique sont récoltés par des plongeurs et les palourdes sont déterrées à la main ou à la machine à marée basse.

PÊCHE SPORTIVE

La pêche sportive en Colombie-Britannique est une importante activité récréative que pratiquent plus de 300 000 résidants et visiteurs. C'est une importante ressource économique. Les activités économiques qu'engendre la pêche sportive comprennent l'achat et la location d'engins et de mouillages, l'exploitation des installations destinées aux touristes et les services de guides. On a estimé à 837 000 000 $ la valeur des seules embarcations de plaisance appartenant aux pêcheurs à la ligne en 1980. Les dépenses reliées à la pêche sportive en mer sont actuellement estimées à plus de 100 000 000 $ annuellement. Comme pour la pêche commerciale, le saumon est de loin l'espèce la plus courue, mais d'autres, comme la morue et les crustacés, ont une certaine valeur. Encore que l'activité de pêche sportive se pratique principalement dans le détroit de Georgie et dans le détroit Juan de Fuca, elle se pratique modérément, dans une proportion de l'ordre de 10 p. 100, dans la région à l'étude. C'est aussi cette dernière qui offre les meilleures possibilités de croissance.

AQUICULTURE

Les caractéristiques d'ordre biophysique de la région sont propices au développement de l'aquiculture. Celle-ci pourrait connaître une expansion importante au cours des cinq prochaines années dans les régions littorales proches de Port Hardy, de Prince Rupert, de Sandspit, de Bella Bella, dans le sud-est de l'île Moresby et dans certaines régions situées entre McCauley et l'île Swindle. C'est une activité qui intéresse plusieurs groupes autochtones.

«...La course est ouverte entre ceux qui veulent voir se développer l'aquiculture — avec l'énorme potentiel de croissance qu'elle présente — et ceux qui envisagent l'implantation d'autres types d'industries qui seront éventuellement en conflit direct avec l'aquiculture...» (Hans Elfert, Prince Rupert, novembre 1984)

LA PÊCHE ALIMENTAIRE DES AUTOCHTONES

La mer est une importante source de denrées alimentaires et les produits qu'on en tire constituent un important produit d'échange et le centre de l'activité économique et sociale des Autochtones de la côte nord de la Colombie-Britannique. Leur développement économique dépend largement de l'abondance des ressources halieutiques, notamment du saumon, des mollusques et crustacés et de l'eulakane.

Conserverie de crabe à Masset

Pêche sportive à Rivers Inlet

On a décrit ainsi les rapports entre le saumon et les Indiens à l'époque où les premiers explorateurs sont arrivés : «La présence du poisson déterminait l'endroit où les gens vivaient. Il est impossible d'avancer de chiffre exact, mais on peut raisonnablement estimer la population autochtone de ce qui constitue actuellement la Colombie-Britannique à quelque 80 000 individus, densité impressionnante pour l'Amérique du Nord autochtone, qui forment 40 p. 100 de la population autochtone totale du Canada. La raison évidente d'une telle concentration de personnes est la présence de nourriture et cette nourriture, c'est le saumon. Les gens de l'intérieur s'établissent près des cours d'eau parce qu'ils leur ouvrent la voie vers les profondeurs des forêts et leur apportent les protéines dont ils ont besoin. Sur une carte démographique, les régions proches des rivières à saumon seraient représentées en sombre.» (The Salmon People. Hugh W. McKervill)

La pêche alimentaire des Autochtones a pour objet une grande variété de produits de la mer capturés toute l'année et conservés pour usage ultérieur. Les produits pêchés sont les palourdes, l'haliotide, l'eulakane, le crabe, les moules, les coques, les pétoncles, les algues, les oursins, les chitons ainsi que le saumon, le flétan et le hareng.

Dans le cadre d'une étude effectuée à Waglisla, tous les répondants affirmèrent utiliser abondamment les denrées traditionnelles. Il serait difficile de déterminer les quantités consommées par famille, parce que les membres de la famille se partagent les denrées, mais il est généralement admis qu'une part importante de leur alimentation est composée des produits de la mer locaux. Quoi qu'il en soit, cette étude mettait en évidence l'importance inhérente de la recherche de la nourriture et sa grande valeur sur le plan social.

La recherche de la nourriture, puis sa transformation et sa préparation sont presque aussi importantes que sa consommation. Savoir capturer le poisson, l'ouvrir en vue du fumage, cueillir les oeufs du hareng, fouiller la vase pour en tirer les palourdes, ramasser les algues, pêcher à la turlutte la morue ou le flétan et préparer l'eulakane sont des aptitudes qui doivent s'acquérir auprès des membres de la famille élargie. C'est la base même de la civilisation autochtone à la fois saine et complexe qui existe dans la région.

«Nous, les Haidas, allons sur la plage et ramassons ce que nous voulons, comme d'autres ouvrent la porte de leur réfrigérateur.» (Alfred Davidson, Masset, novembre 1984)

«...Nous vivons de ce que nous donne la mer et Sa Majesté la Reine elle-même ne mange probablement pas aussi bien que nous.» (Frank Wesley, Port Simpson, novembre 1984)

AUTRES RESSOURCES

La région est le théâtre d'un certain nombre d'autres importantes activités utilisant les ressources marines. Certaines d'entre elles sont susceptibles d'expansion et de nouvelles pourraient être introduites.

TOURISME ET LOISIRS

Les loisirs en pleine nature composent l'une des industries de la côte ouest qui connaissent la croissance la plus rapide. On dit du sud de Moresby et de la côte ouest de l'île de Graham qu'ils offrent quelques-unes des plus belles aires de loisirs sauvages du monde. La région connaît depuis quelques années un accroissement important du tourisme et des activités récréatives, phénomène

qui devrait se maintenir avec l'amélioration de l'accès et l'aménagement d'installations touristiques supplémentaires.

À l'heure actuelle, la région compte six parcs provinciaux; cinq autres sont à l'état de projets. À Port Hardy, à Bella Coola, à Prince Rupert, à Masset et à Queen Charlotte City, on s'efforce d'améliorer les installations destinées aux visiteurs. Un certain nombre d'entreprises de visite guidée sont également actives dans la région.

Comme activités particulières, mentionnons la plongée sous-marine, le kayak, la voile, la navigation à moteur, les visites touristiques à bord de navires de plaisance se rendant dans les parages de l'Alaska et à bord de caboteurs côtiers, la pêche sportive, la chasse, l'observation des baleines, le ramassage d'épaves sur les plages, les randonnées dans la nature, la marche à pied, le camping, les randonnées à bord de véhicules récréatifs, les visites à caractère culturel et anthropologique, l'observation des oiseaux et de la vie sauvage et la photographie.

«...La côte est intacte comme au premier jour et cette réalité se répercute sur l'industrie touristique. Les gens viennent du monde entier pour visiter la région; ils apprécient non seulement la beauté de la côte, mais aussi l'absence de pollution...» (Paul Manson, Prince Rupert, novembre 1984)

RÉGIONS SENSIBLES

Un certain nombre de régions de la côte ont été identifiées qui soit présentent un caractère unique, soit sont particulièrement sensibles eu égard aux dommages pouvant être causés à l'environnement. À ce jour, 15 secteurs ont été désignés réserves écologiques et huit autres font l'objet de propositions en ce sens. On relève en outre l'existence de deux aires naturelles d'intérêt canadien et d'un refuge de la faune. Toutes les îles côtières d'une superficie inférieure à 64,75 hectares (26,2 acres) et situées au nord du 51° de latitude nord sont actuellement mises à l'abri de toute aliénation. On a également repéré un certain nombre d'autres régions dont on estime qu'elles méritent une protection particulière.

D'après une estimation de la Direction de la protection du patrimoine (Heritage Conservation Branch) de la Colombie-Britannique, la région compterait au moins 2 000 sites archéologiques littoraux.

ACTIVITÉS PORTUAIRES

Prince Rupert est l'un des plus vastes ports naturels du monde et il y passe un volume important et croissant de marchandises faisant l'objet d'un commerce international. Des navires de charge au long cours — cargos, vraquiers et grands paquebots — viennent s'y amarrer toute l'année. Le trafic marchandise à partir des terminaux de houille et de grain de l'île Ridley devrait s'accroître s'il est donné suite aux propositions d'accroître les expéditions de charbon. L'expédition de gaz naturel liquéfié à partir du terminal que l'on propose d'aménager à Port Simpson, tout près, devrait aussi entraîner un accroissement du trafic marchandise. Kitimat, Stewart, Port Hardy et Port Alice sont aussi des ports internationaux.

La navigation côtière se compose de remorqueurs aménagés en chalands ou munis de grues, de chalands automoteurs, de traversiers, de navires destinés à la navigation côtière comme les cargos, les navires-usines et les navires-citernes, de bateaux de pêche commerciale et de bateaux de plaisance. Beaucoup de collectivités et de camps de bûcherons de la côte dépendent du transport maritime pour leur approvisionnement. Les bateaux de pêche commerciale sont habituellement actifs d'avril à septembre. La densité des bateaux dans les pêcheries, les méthodes de pêche employées, les modifications à brève échéance des saisons de pêche et les périodes fréquentes de mauvaise visibilité créent des problèmes tout à fait particuliers au niveau de la gestion de la circulation maritime.

Un système volontaire de contrôle de la circulation maritime est actuellement en place.

POPULATION

La population totale au voisinage de la zone d'exploration s'établit à 57 000 personnes (Statistique Canada, 1981). Elle se distribue entre plusieurs grands centres : Prince Rupert (16 000), Kitimat (13 000) et Port Hardy (5 000) et un certain nombre de collectivités plus petites. La plupart des collectivités peuvent être atteintes par mer et par la voie des airs, mais les centres de plus grande taille sont également desservis par la route et par le chemin de fer. Un certain nombre de collectivités sont proches les unes des autres à l'extrémité nord de l'île de Vancouver, dans les îles de la Reine-Charlotte et dans la région de Prince Rupert, mais celles du reste de la côte continentale sont peu nombreuses et relativement éloignées les unes des autres.

La population autochtone de la région compte environ 10 000 personnes, soit 18 p. 100 de la population totale. Les deux tiers d'entre elles vivent dans des réserves indiennes. La population résidante des réserves considérée

en fonction des bandes individuelles peut ne représenter qu'un tiers à peine des personnes qui considèrent la bande comme leur communauté d'appartenance.

Depuis la fin du siècle passé, la base économique de la région est largement constituée par des activités d'exploitation des ressources renouvelables. Nombre de collectivités de la côte nord de la Colombie-Britannique vivent principalement de la pêche et des industries forestières, ce qui n'est toutefois pas le cas de Port Hardy, dont l'économie repose sur l'exploitation minière, ni de Kitimat, où l'activité gravite autour de la transformation des minéraux.

Dans bien des cas, toutefois, la base économique des collectivités individuelles est constituée presque exclusivement par une activité unique, la pêche à Waglisla, Port Simpson, Alert Bay et Sointula, la forêt à Port Clements et à Sandspit. Ces collectivités sont donc extrêmement vulnérables aux fluctuations du marché. L'emploi dans la pêche, la transformation du poisson et les industries forestières est éminemment saisonnier et il arrive souvent que les travailleurs gagnent la totalité de leur revenu de l'année dans une période relativement brève. L'emploi dans le domaine de la pêche est particulièrement instable. Le poids et la valeur des prises peuvent varier considérablement d'une année à l'autre. Prenant acte de cet état de choses, beaucoup de collectivités cherchent à diversifier leur base économique avec le tourisme, la transformation du poisson et l'aquiculture.

«Nos propos sur la question viennent du fond du coeur, car c'est par amour pour cette partie de la côte que nous sommes ici.» (Lynn Hill, Conseil de bande de Hartley Bay, Hartley Bay, septembre 1985)

ADMINISTRATION

ADMINISTRATIONS LOCALES ET RÉGIONALES

L'administration des collectivités de la côte nord de la Colombie-Britannique est régie par la *British Columbia Municipal Act* et, au niveau fédéral, la Loi sur les Indiens. Les districts régionaux et les administrations municipales incorporées sont constitués en vertu de la *Municipal Act*. C'est le cas des quatre districts régionaux de Skeena-Queen Charlotte, Kitimat-Stikine, Central Coast et Mount Waddington. Le regroupement en districts régionaux permet d'intervenir de façon concertée pour régler les problèmes qui débordent les limites des municipalités.

Les districts régionaux regroupent un certain nombre de municipalités incorporées, y compris la municipalité de Prince Rupert, quatre municipalités de district, une petite ville et sept villages ainsi que de nombreuses collectivités non incorporées. Les municipalités incorporées ont la responsabilité d'assurer et d'administrer certains services municipaux comme l'approvisionnement d'eau et l'élimination des eaux usées. En ce qui concerne les municipalités non-incorporées, c'est le district régional ou un district d'amélioration qui est responsable de ces services. Aucune de ces collectivités ne dispose du pouvoir d'intervenir directement dans la gestion de la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières en mer.

Les collectivités autochtones administrées par les bandes indiennes sont régies par la Loi sur les Indiens. Les bandes ont différents mandats, différents pouvoirs pour administrer les services communautaires et ont à leur disposition différentes ressources financières. Leurs décisions doivent faire l'objet de l'approbation du ministère des Affaires indiennes et du Nord. Les bandes indiennes qui partagent des intérêts ou des préoccupations semblables peuvent s'unir pour former un conseil tribal. Le conseil tribal constitue une tribune pour discuter des questions d'intérêt commun et un outil pour faire pression sur les gouvernements provincial et fédéral.

Les conseils tribaux ou les bandes que rapprochent des préoccupations semblables forment parfois des alliances plus larges, comme l'Offshore Alliance of Aboriginal Nations, pour présenter un front uni sur les questions d'intérêt mutuel.

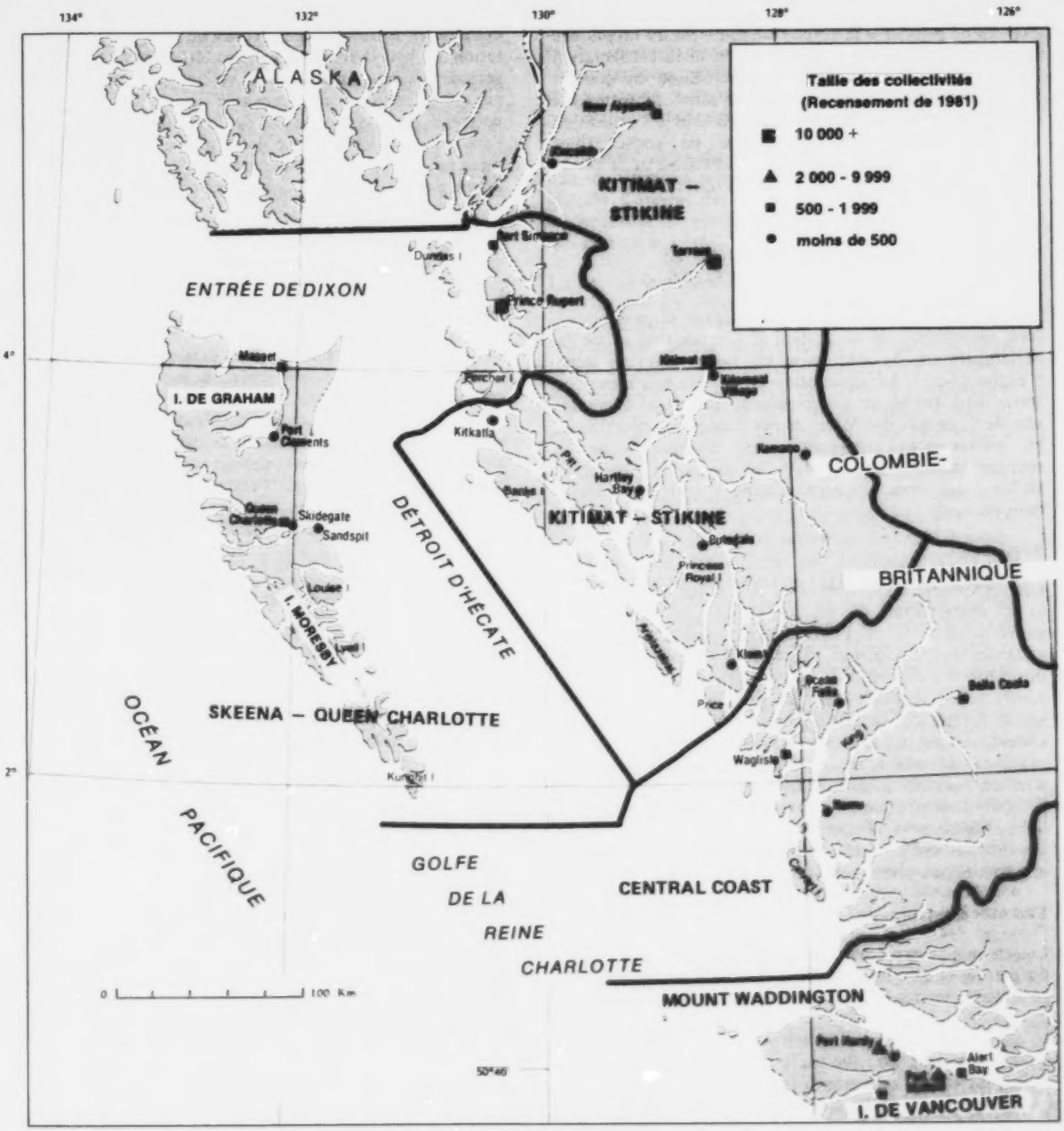


Figure 4 : Districts et collectivités de la région

Ces différentes organisations indiennes n'ont pas à l'heure actuelle le pouvoir d'intervenir directement au niveau des décisions qui concernent la protection et la conservation des ressources marines. Il arrive toutefois souvent que des représentants de groupes autochtones aient indirectement leur mot à dire sur les questions relatives à l'utilisation des ressources par l'intermédiaire de consultations officieuses, et ce, habituellement à l'initiative de la bande ou du conseil tribal particulièrement concernés.

ADMINISTRATION DES RESSOURCES PÉTROLIÈRES AU LARGE DES CÔTES

Un certain nombre d'organismes fédéraux et provinciaux sont comptables de la gestion des ressources et de la réglementation de leur mise en valeur dans la zone d'exploration. L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, au gouvernement fédéral, et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières, au gouvernement provincial, sont comptables de la réglementation et de la gestion des ressources pétrolières au large des côtes. Les arrangements actuels sont décrits dans les cases.

Règlements

Les règlements d'application de la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz donnent au gouvernement la capacité d'administrer les activités associées aux opérations hauturières et renferment des dispositions à l'égard de la protection de l'environnement contre les conséquences de ces opérations. Le Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada en est un exemple. Ce règlement oblige entre autres à identifier les facteurs naturels susceptibles d'influer sur la sécurité des opérations, comme les conditions climatiques, l'état de la mer et les glaces. Il oblige également à procéder à une évaluation de l'environnement naturel sur lequel les activités pétrolières et gazières pourraient avoir des répercussions.

Ententes d'exploration

Les ententes d'exploration conclues avec l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada donnent à la compagnie intéressée le droit de faire de l'exploration en vue de trouver des hydrocarbures ainsi que le droit exclusif de procéder à des travaux de forage et à l'exploitation des hydrocarbures dans un secteur précisé pour une période également précisée, qui est habituellement de cinq ans. En échange, la compagnie convient d'évaluer le potentiel pétrolier et gazier de la région indiquée dans l'entente. La nature même de cette évaluation est également indiquée dans l'entente, mais il s'agit habituellement de procéder à des études sismiques complètes et de forer un puits d'exploration ou plus.

L'entente d'exploration ne comporte habituellement pas de dispositions touchant de façon directe la gestion de l'environnement. Toutefois, dans les cas où l'on juge insuffisante, aux fins du processus décisionnel, l'information sur les ressources sociales ou environnementales exposées, l'entente peut faire obligation à l'exploitant de procéder à certaines études environnementales ou d'entreprendre une démarche de consultation des groupes intéressés, l'industrie de la pêche ou les populations autochtones, par exemple, avant de démarrer les activités d'exploration. Si celles-ci doivent se dérouler dans un milieu physique hostile, l'entente pourra comporter certaines restrictions quant à l'époque de l'année où la compagnie sera autorisée à agir.

Autres organismes de gestion gouvernementaux

D'autres organismes fédéraux et provinciaux assument la responsabilité de gérer des ressources susceptibles d'être affectées par la mise en valeur des ressources au large de la côte de la Colombie-Britannique. Ainsi, le ministère fédéral des Pêches et des Océans administre la pêche dans la région. Certains aspects de cette responsabilité sont confiés, en vertu d'une entente, à la Direction des pêches du ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique. Comme autres organismes de réglementation et de gestion actifs dans la région, mentionnons la Garde côtière canadienne, Environnement Canada, le ministère des Affaires indiennes et du Nord, les ministères des Terres, des Parcs et du Logement et des Affaires municipales de la Colombie-Britannique, d'autres directions du ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique et le Secrétaire provincial de la Colombie-Britannique (Musée provincial, Direction de la protection du patrimoine).

ADMINISTRATION DU PÉTROLE ET DU GAZ DES TERRES DU CANADA

Il incombe à l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada de veiller à ce que l'industrie se conforme aux exigences d'ordre législatif et administratif des organismes du gouvernement fédéral. Ce rôle de coordination prend une importance particulière pour ce qui est de l'administration des questions associées à la gestion de l'environnement dans les régions au large des côtes puisqu'un certain nombre d'organismes fédéraux, dont le ministère des Pêches et des Océans, Environnement Canada et la Garde côtière canadienne, ont tous un rôle clé à jouer, au niveau de la réglementation ou à titre consultatif.

L'une des grandes tâches de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada est d'évaluer les répercussions identifiables des activités pétrolières et gazières sur l'environnement naturel et humain. Elle s'acquitte de ses fonctions en se fondant sur l'information disponible et sur les avis de spécialistes appartenant au personnel interne ou à des organismes consultatifs interorganismes. Il peut rejeter l'activité, l'autoriser telle qu'elle est proposée ou l'autoriser sous réserve qu'on y apporte des modifications propres à protéger l'environnement.

L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada tient son pouvoir de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, de la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz et de leurs règlements d'application.

La Loi sur le pétrole et le gaz du Canada sert de base à l'attribution des droits d'exploration, d'exploitation et de production et à définir le régime de répartition des avantages découlant de la production hauturière entre le gouvernement et l'industrie. Elle autorise le gouverneur en conseil à soustraire des terres à l'exploration s'il le juge bon, fût-ce pour un «problème social ou environnemental grave» (article 6(b)). Le parlement a actuellement en main des modificatifs à cette loi.

Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement

La Loi sur le pétrole et le gaz du Canada donne le pouvoir de créer un fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement à même lequel financer des études d'ordre environnemental ou social, afin d'aider les ministres à «déterminer s'il convient ou non d'autoriser les activités d'exploration ou d'aménagement prévues à la présente loi ou à toute autre loi du Parlement» (article 49). Les sociétés pétrolières et gazières détentrices de concessions en divers endroits du Canada alimentent ce fonds au moyen d'un mécanisme de cotisation. Les travaux de recherche financés à même le fonds sont administrés par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada avec les conseils de groupes de travail composés de représentants de divers ministères et de l'industrie. Des sommes importantes ont été puisées à même le fonds pour financer des études relatives aux activités pétrolières et gazières au large de la côte est et dans l'Arctique; en raison de l'existence du moratoire, peu d'études ont été faites sur la côte ouest.

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières est l'organisme provincial responsable de la réglementation applicable à l'exploration et à l'exploitation pétrolières et de l'administration des droits provinciaux en matière de pétrole et de gaz en Colombie-Britannique. Au sein de ce ministère, la Division des ressources pétrolières autorise les activités d'exploration, de forage et de production sous réserve d'observer les conditions énoncées dans la Loi sur le pétrole et le gaz naturel (Petroleum and Natural Gas Act) de la Colombie-Britannique.

La Loi sur le pétrole et le gaz naturel régit l'administration des droits d'exploitation du pétrole et du gaz naturel dans la province, la conservation de ces ressources, commande l'emploi de méthodes efficaces et sans danger sur le terrain et donne la chance à chaque propriétaire de réserves pétrolières et gazières d'avoir sa part de production. Les activités pétrolières doivent également tenir compte des besoins des résidants locaux dans toutes les régions de la Colombie-Britannique susceptibles de renfermer du pétrole exploitable. La Division des ressources pétrolières a ébauché une réglementation applicable aux activités pétrolières et gazières en mer. Elle est compatible avec celle qu'applique l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada dans d'autres régions hauturières du Canada.

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières fait appel aux conseils du ministère de l'Environnement et d'autres organismes sur toutes les questions de gestion de l'environnement associées aux activités pétrolières hauturières et il s'engage à élaborer et à fixer les conditions que les projets devront en conséquence respecter.

Skidegate

4. ENJEUX ET RECOMMANDATIONS ESSENTIELLES

Au cours de son examen, la Commission a eu à connaître un certain nombre d'enjeux clés qui ont servi de base à son analyse. Les recommandations détaillées de la Commission, y compris les conditions à imposer à la poursuite de l'exploration hauturière, découlent de la prise en considération de ces enjeux.

Les enjeux clés, donc, sont les suivants :

—le danger pour l'environnement de l'exploration pétrolière et gazière en mer;

—la participation du public à la gestion de l'exploration pétrolière et gazière en mer;

—les préoccupations des Autochtones;

—l'indemnisation;

—la recherche.

DANGER POUR L'ENVIRONNEMENT DE L'EXPLORATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE EN MER

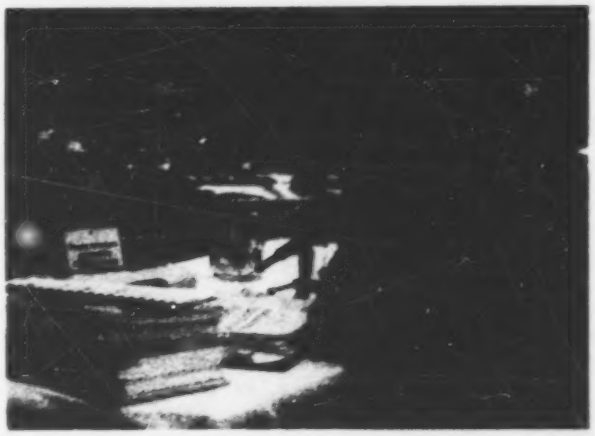
Il ne fait aucun doute que les activités d'exploration pétrolière et gazière en mer, si bien planifiées soient-elles, présentent le risque potentiel d'avoir des répercussions néfastes sur la santé de l'environnement marin. L'une des préoccupations centrales de l'examen était de veiller à ce que les activités susceptibles d'être poursuivies soient suffisamment bien planifiées, contrôlées et administrées pour assurer le maximum de protection de l'environnement marin. Mais quelle que soit la valeur de la planification, du contrôle et de l'administration, il subsistera presque toujours des menaces, éventuellement de grande envergure et à long terme, qu'il ne sera pas possible de prévenir ou de ramener à des proportions raisonnables. Ainsi, la question est posée : ces menaces sont-elles acceptables? Et par conséquent, les risques associés à l'exploration pétrolière et gazière au large de la côte nord sont-ils acceptables?

Le caractère acceptable d'une chose est toutefois le fruit d'un jugement subjectif, souvent influencé autant par la proximité de la menace perçue que par l'ampleur potentielle de cette dernière. Dans son examen du risque que fait peser sur l'environnement l'exploration pétrolière et gazière au large de la côte nord, la Commission s'est penchée sur la nature des menaces considérées du point de vue de leurs sources, de la probabilité qu'elles se concrétisent, de l'efficacité des mesures correctives ou préventives, de la possibilité de dommages environnementaux importants et de la possibilité de rétablissement de la situation après que les dommages eurent été causés, que ce rétablissement soit le fait des processus naturels ou de l'intervention humaine.

La Commission conclut que le caractère acceptable des risques associés à l'exploration pétrolière et gazière au large de la côte nord est en rapport direct avec la possibilité que se produise une éruption majeure qui libérerait de grandes quantités d'hydrocarbures dans l'environnement marin.

Pour une bonne part, les propos échangés au cours des audiences revenaient à tenter d'établir des niveaux de risque. Cette notion est déterminée par deux facteurs : la probabilité qu'un incident survienne et le caractère vulnérable des ressources exposées. Le caractère vulnérable des ressources exposées est déterminé par la proximité de la menace et, dans le cas des organismes vivants, par leur sensibilité au choc aux différentes étapes de leur cycle de vie.

D'énormes efforts ont été déployés au cours des audiences pour quantifier la probabilité que se produise une éruption. Les probabilités fondées sur une analyse des statistiques sont inévitablement trompeuses et, en dernière analyse, sans utilité réelle. La seule conclusion que l'on puisse tirer d'une telle démarche est que, si restreinte que soit la probabilité que se produise une éruption majeure en mer, elle existera toujours.



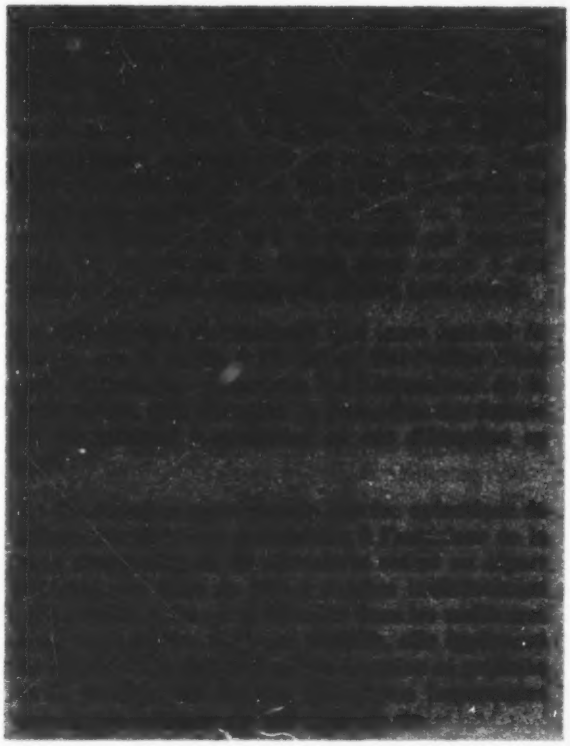
«Mes clients vous suggèrent, non, prétendent que c'est aux gens qui devront supporter les conséquences qu'il devrait revenir de prendre les décisions... ce sont ceux qui devront subir les conséquences qui devraient décider d'accepter le risque ou non.» (Jim Aldridge au nom du Conseil tribal nishga, Vancouver, novembre 1985)

Au niveau mondial, le nombre des éruptions en mer est peu élevé et l'information à leur sujet est limitée et de qualité variable. Ceci dit, il n'en reste pas moins – l'analyse des causes des éruptions passées en fait foi – que la probabilité d'une éruption dépend largement de l'expérience et de la formation du personnel employé au forage, de la qualité de l'équipement, des conditions et du milieu physiques d'opération et de la validité de la réglementation et de l'inspection.

L'information examinée par la Commission indique à l'évidence que de nombreuses formes de vie marines auraient effectivement à souffrir des conséquences d'une éruption en mer. Leur vulnérabilité tient à leur sensibilité aux hydrocarbures aux étapes critiques de leur cycle de vie et à la possibilité qu'elles soient exposées au contact du pétrole libéré par une éruption à certains endroits particuliers et à certains moments de l'année. Une éruption se produisant à certains endroits à certains moments critiques de l'année pourrait causer des dommages étendus et à long terme à l'écologie de la région.

La Commission conclut que, pour ramener à un niveau acceptable le risque de dommages à l'environnement suite à une éruption en mer, des mesures doivent être adoptées pour réduire la probabilité qu'une éruption se produise, et que le forage soit interdit à certains endroits. La Commission conclut également que des restrictions d'ordre temporel doivent être imposées eu égard aux opérations de forage, du moins jusqu'à ce qu'on ait acquis plus d'expérience et jusqu'à ce que la capacité de prévision météorologique se soit accrue.

«Je ne saurais trop insister sur le fait que je suis élu pour faire état, au nom de la collectivité, de la crainte que nos ressources soient supprimées. Je me représente la chose comme ceci : c'est comme si je plaçais une bombe sous le siège de M. Cotterill et lui certifiais que je ne mettrais pas les fils en contact.» (Gerald Amos, conseiller en chef, Kitamaat, septembre 1985)



«Ce ne sont pas seulement la beauté de la région et les palourdes de la plage qui sont en jeu ici, mais aussi nos moyens de subsistance, notre ville, nos vies mêmes et quel que soit le risque, nous connaissons la fragilité des économies de la côte ouest et de la région.» (Danni Trib, UFAWU, section de Sointula, Alert Bay, novembre 1984)

«...On demande aux gens d'ici de risquer leurs moyens de subsistance et en fait leur existence même afin que quelqu'un d'autre puisse s'enrichir. Je voulais vous poser la question : y consentiriez-vous si vous étiez à notre place? (Jim Trerise, Kitkatla, novembre 1984)

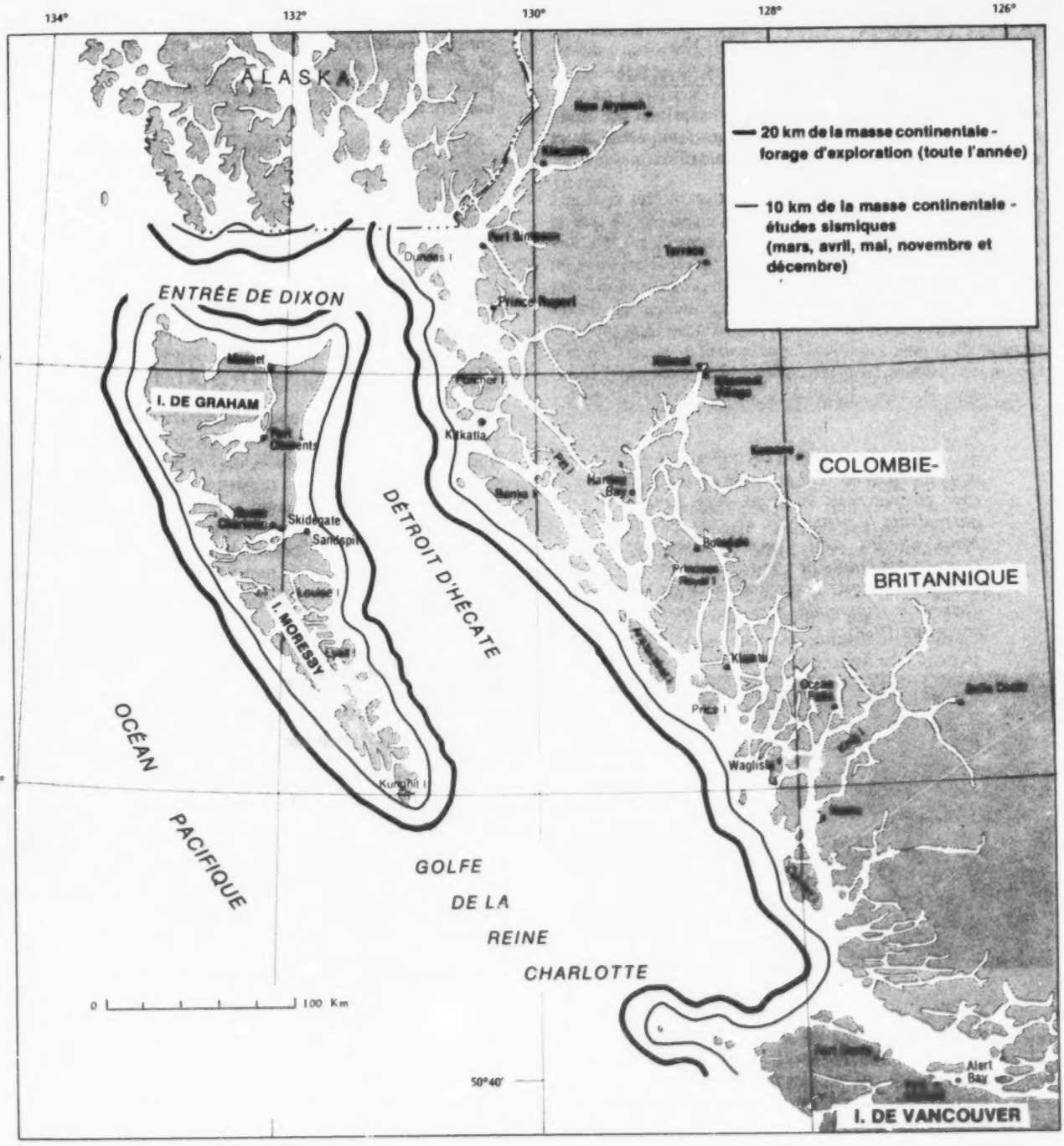


Figure 5 : Zones fermées aux activités d'exploration au large des côtes

PARTICIPATION DU PUBLIC À LA GESTION DE L'EXPLORATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE EN MER

Tout au long des audiences, on a exprimé beaucoup d'intérêt pour la façon dont l'exploration pétrolière et gazière en mer serait administrée et contrôlée.

Les résidants de la région, qui portent un intérêt vital aux ressources marines, étaient préoccupés par le fait que le système de gestion existant ne leur procurait pas d'information appropriée et à jour sur les activités d'exploration ou qu'il ne leur permettait pas de prendre part aux décisions susceptibles d'avoir des répercussions au niveau des ressources. On semblait entretenir l'idée que, une fois terminé le processus d'examen environnemental, il n'y aurait plus aucune possibilité pour le public de participer.

«...Je pense que c'est la première fois que nous participons à la prise de décisions et c'est ce que nous voulions déjà dans le passé avant le démarrage de gros projets. Nous aimons avoir voix au chapitre, exposer nos points de vue et nous sommes très heureux que l'occasion nous en soit donnée...» (Raymond Stewart, Kincolith, novembre 1984)

«Il faut que les collectivités participent davantage... les gens qui les composent savent ce qui se passe. Ils sont au courant des préoccupations, des problèmes économiques, des questions environnementales en jeu. Nous croyons fermement que les collectivités doivent être impliquées plus directement.» (Rév. Peter Hamel, Église anglicane du Canada, Skidegate, octobre 1985)

La Commission est sensible à cette préoccupation et conclut que les risques associés à l'exploration pétrolière et gazière en mer seraient davantage acceptés par le public si celui-ci avait constamment voix au chapitre en matière de gestion et de contrôle.

La Commission recommande la création d'un mécanisme permettant aux résidants de la région de participer, suivant un mode qui leur soit acceptable, à la gestion de l'exploration pétrolière et gazière en mer et à la prise de décisions s'y rapportant.

PRÉOCCUPATIONS DES AUTOCHTONES

Pour comprendre les répercussions d'ordre social d'une activité, il est nécessaire de connaître les gens qui seront touchés. La population de la région présente une grande variété et chacune de ses constituantes est susceptible de subir jusqu'à un certain point le contre-coup de l'exploration hauturière. Une fraction importante de la population résidante de la région considérée est composée d'Autochtones. Ceux-ci forment de nombreuses petites collectivités qui parsèment la côte continentale et les îles de la Reine-Charlotte.

Les premiers Européens à parvenir sur la côte ouest du Canada y trouvèrent un certain nombre de peuples autochtones qui occupaient la région depuis des temps immémoriaux. Au cours des siècles, des sociétés riches et uniques se développèrent en harmonie avec la mer, avec les masses terrestres proches et avec les ressources de chacune. Il s'agissait de sociétés complexes, politiquement et socialement avancées et économiquement riches et variées. Leur dépendance envers la mer se reflétait dans leur culture, dans leur société, dans leur économie et dans leur vision du monde suivant laquelle la mer était définie par la terre qui l'entourait, et non pas l'inverse.

Un système complexe de propriété individuelle et collective de secteurs particuliers de la terre et de la mer ainsi que de ressources particulières s'était développé. Le système reposait sur la tradition orale ainsi que sur les structures et les institutions sociales. Mais, avec l'arrivée des premiers Européens s'enclencha un processus qui devait avoir de graves répercussions sur la culture, la société et le mode de vie des peuples côtiers. Les droits traditionnels et le titre de propriété de la terre et des ressources, qui avaient survécu au passage des siècles, n'étaient plus reconnus. Le sort des ressources était décidé sans l'apport de ceux dont la subsistance en dépendait.

Certains codes de comportement religieux et culturel d'importance vitale n'étaient ni compris, ni acceptés. Les populations furent décimées par la maladie et pour survivre, les populations réduites durent se regrouper et s'installer ailleurs.

Les ressources de la mer conservent leur importance pour les collectivités qui subsistent aujourd'hui. Il ne s'agit pas d'une importance d'ordre économique seulement, mais également d'ordre social et culturel. La vie sociale des collectivités concernées est organisée autour de la récolte des ressources de la mer. Leur culture repose sur un ensemble de rapports harmonieux entre les ressources et l'individu et l'individu juge de sa valeur à sa capacité de prendre part personnellement au maintien de ces rapports. Il s'agit là d'une obligation individuelle imposée par la société.

C'est dans ce contexte qu'il faut évaluer les répercussions d'ordre socio-économique possibles de l'exploration hauturière sur la côte ouest. Bien que le risque d'accident soit faible, les ressources menacées sont d'une importance énorme pour les peuples autochtones de la côte. Les dommages qui leur seraient causés auraient des répercussions sur les plans économique, social et culturel.

> *«...Les gens rassemblés ici ne sont pas que les représentants d'une petite collectivité perdue sur la côte centrale. Ils représentent en fait les descendants d'une grande nation autochtone qui a déjà occupé 6 000 milles carrés de terre, avec les eaux adjacentes, sur le centre de la côte.» (Jennifer Carpenter, Waglisla, novembre 1984)*

À l'heure actuelle, les décisions qui concernent ces ressources se prennent à l'extérieur de la région éventuellement touchée. Cette situation n'est plus acceptable pour ces gens. Une nouvelle génération de leaders a fait son apparition. Ils sont habiles, instruits et bien au fait des coutumes de la société avec laquelle ils doivent traiter. Ils sont bien décidés à prendre en main le processus décisionnel qui influe sur leur existence et à faire reconnaître leurs droits et leurs titres ancestraux. Cette renaissance est un élément essentiel de leur force et de leur bien-être sur le plan social et psychologique; elle est indispensable à la stabilité politique, sociale et économique de la région et d'une importance vitale pour le maintien des principes sur lesquels s'est érigée la société canadienne dans son ensemble. Il faut trouver des moyens pour que les peuples autochtones puissent prendre part aux décisions relatives à la gestion et à la mise en valeur des ressources, décisions qui les concernent de façon si essentielle.

La Commission conclut que la perception, chez les peuples autochtones de la région, que leurs droits traditionnels seraient encore diminués du fait de leur incapacité de prendre part aux décisions qui ont des répercussions sur les ressources marines constituerait selon toute probabilité une répercussion d'ordre socio-économique majeure attribuable à l'exploration pétrolière et gazière en mer.

La Commission recommande que, s'agissant de mettre au point des programmes et des mécanismes de participation des résidents de la région à la gestion de l'exploration pétrolière et gazière en mer et à la prise de décisions s'y rapportant, avec ce que cela suppose de répercussions possibles sur les ressources marines, le gouvernement mette au point des moyens de s'assurer la participation des peuples autochtones.

> *«Le droit d'usage de la mer et des ressources côtières et marines dont les chefs des premières nations sont les dépositaires n'a jamais été supprimé par traité ni autrement et il subsiste aujourd'hui. Ce titre est assorti du devoir pour les chefs de veiller à la saine gestion de la mer et de ses ressources pour le bien des générations présentes et futures.» (Matthew Hill, conseiller en chef, Kitkatla, septembre 1985)*

> *«En tant que peuple, nous avons perdu beaucoup avec les années, je crois. Il nous reste très peu de terre, très peu d'arbres, la culture se maintient et nous essayons de nous y raccrocher. Nous ne pouvons nous raccrocher qu'à cela et à la mer et à la nourriture, c'est tout ce qui nous reste aujourd'hui.» (Diane Brown, Queen Charlotte City, novembre 1984)*

INDEMNISATION

Tout au long des audiences, on a exprimé beaucoup d'intérêt pour le mode d'indemnisation qui serait prévu dans l'éventualité où l'exploration pétrolière en mer causerait des pertes de biens ou des pertes d'ordre économique.

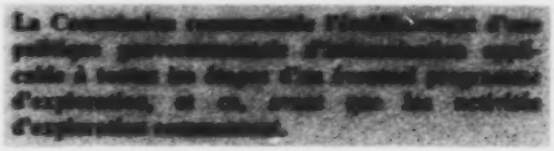
Le risque de pertes substantielles de revenus et les dommages susceptibles d'être causés aux ressources marines importantes en cas d'éruption en mer suscitaient des préoccupations particulières.

Les responsables de la réglementation au sein de l'industrie et au gouvernement estiment que la probabilité que se produise une éruption en mer est extrêmement faible. Dans cette optique, la Commission estime qu'un mode d'indemnisation résolument destiné à la protection du public serait susceptible de rassurer ce dernier sans imposer un fardeau financier exagéré à l'industrie.

Un mécanisme d'indemnisation satisfaisant doit pouvoir régler les différends rapidement et de façon juste. Tout au long des audiences a été exprimé l'avis que les pêcheurs et les petites entreprises n'auraient pas de ressources financières suffisantes pour pouvoir faire trancher à leur avantage les différends les opposant aux sociétés pétrolières. On estimait aussi que le système de droit civil prenait trop de temps et était trop cher pour constituer un moyen pratique de régler les litiges. On percevait en outre un problème particulier dans le fait que, s'agissant de justifier l'étendue d'une perte économique et de déterminer quel organisme est responsable eu égard aux dommages, le fardeau de la preuve incombait au requérant.

Il est un autre aspect de l'indemnisation que la Commission estime important : celui de la perte de ressources marines importantes. Les modes d'indemnisation classiques ne s'appliquent pas à ce genre de perte parce qu'on considère généralement que les ressources ressortissent à la propriété commune jusqu'à ce qu'elles soient exploitées commercialement. Il est aussi généralement admis que le gouvernement, en sa qualité de régisseur de ces ressources, assume la responsabilité de tout dommage pouvant leur être causé lorsqu'il autorise l'activité qui le causera.

La détermination de la nature et de l'étendue des dommages causés aux ressources ressortissant à la propriété commune et la détermination du coût économique à attribuer aux dommages aux fins de l'indemnisation posent également un problème. La Commission ne croit pas que la difficulté de la chose suffise à justifier de ne pas se pencher sur ces importants aspects de la question des dommages et de l'indemnisation. Pour contourner le problème que pose la détermination du coût des dommages causés à la ressource ou de la perte de cette dernière, on pourrait envisager un mode d'indemnisation prenant la forme de programmes de remplacement des ressources. L'étendue et la nature des programmes qui offriraient un dédommagement approprié seraient déterminées par le gouvernement, en sa qualité de régisseur des ressources ressortissant à la propriété commune. Quant à la responsabilité qui lui vient du fait qu'il a autorisé l'activité à l'origine des dommages, le gouvernement l'assumerait en s'engageant officiellement à verser une indemnisation égale à celle de l'organisme ayant effectivement causé les dommages. Cette façon de procéder instituerait un contrôle du montant de l'indemnisation jugée nécessaire.



On trouvera plus de détails sur cette recommandation à la section 11.

RECHERCHE

Aux termes de son mandat, la Commission était tenue de relever les carences de l'information susceptibles d'empêcher une évaluation complète des répercussions et des risques avant que l'exploration commence. Cette requête véhicule implicitement la nécessité de déterminer les recherches et les études qu'il faudrait entreprendre pour identifier :

1) les répercussions probables sur l'environnement des types connus de perturbation que causent les opérations d'exploration hauturière;

2) les répercussions probables sur l'environnement physique de la région de ces opérations d'exploration.

La documentation fournie par Chevron et par Petro-Canada traduisait également l'hypothèse implicite que le programme d'exploration serait limité. Le mandat de la Commission lui faisait toutefois obligation d'examiner un programme d'exploration d'une portée beaucoup plus vaste, qui comprendrait, comme suite à une éventuelle découverte d'une quantité importante de pétrole ou de gaz, des activités de forage de délimitation.

Les études et la recherche applicables à l'exploration hauturière visent à établir l'un des quatre facteurs suivants, ou plus, au sujet des répercussions : la nature de la perturbation, le mode d'évolution de la perturbation, son incidence sur certains secteurs qui présentent un intérêt particulier et les façons d'atténuer ou d'éviter les répercussions.

En théorie, les études et la recherche apporteront des réponses satisfaisantes. En pratique, toutefois, il existe des contraintes qui peuvent gêner l'obtention d'une précision absolue. Il peut s'agir d'un manque de ressources, d'un manque de temps, d'un manque de volonté d'agir ou — et ceci prend une importance particulière pour ce qui est de la région concernée — d'un manque de connaissance élémentaire des ressources particulières de la région susceptible d'être touchée.

En réalité, la recherche et les études effectuées aux fins de l'évaluation de répercussions d'ordre environnemental et socio-économique donnent rarement des résultats définitifs.

L'avantage de ce genre de recherche consiste essentiellement à contribuer à confirmer ou à réfuter la validité des conjectures raisonnables. En conséquence, la Commission a cherché à éviter de s'en tenir strictement aux résultats de la recherche et à se concentrer sur la suppression de la perturbation, d'abord en recommandant des moyens permettant d'éloigner les sources de perturbation de ce qui pourrait être touché, puis en recommandant des moyens de réduire la perturbation.

Le problème fondamental qui se pose à toute autorité de gestion est que d'énormes ressources sont consacrées à des recherches qui au bout du compte facilitent bien peu le processus décisionnel.

La documentation et les présentations examinées par la Commission et l'information exposée au cours des audiences publiques ont révélé d'importantes carences dans la connaissance des aspects environnementaux et socio-économiques de la région.

C'était notamment remarquable pour ce qui est du manque considérable de données d'inventaire de base sur la présence et la répartition saisonnière des espèces de mammifères marins, des oiseaux, des poissons et des invertébrés et du manque de connaissance du fonctionnement des systèmes environnementaux et sociaux locaux, notamment eu égard aux rapports entre les espèces qui constituent le réseau trophique et entre elles et leur habitat. Ces carences ne sont pas forcément graves en soi. Elles ne portent pas sérieusement atteinte à la capacité de prendre des décisions fondées sur l'information au niveau où elle se situe actuellement. S'agissant de considérer un programme d'exploration à long terme, toutefois, elles peuvent être importantes.

Les lacunes dans les connaissances relatives à certaines parties de la région peuvent réduire le degré de confiance que placent les décideurs dans les hypothèses qu'ils ont élaborées aux fins d'évaluer les répercussions. C'est pour cette raison que la Commission estime de la plus haute importance que toute expansion de l'exploration au-delà du programme limité de forage de deux puits avancé par Chevron devrait être précédée d'un programme de recherche et d'étude considérablement élargi.

On trouvera dans différentes sections du rapport la justification des recherches et des études particulières que préconise la Commission. À la section 14, qui expose un "plan d'action", l'exécution de la recherche est ventilée en fonction du moment où elle doit commencer et celui où elle doit être achevée eu égard aux différentes étapes du programme d'exploration, notamment avant les études sismiques et avant le démarrage du forage d'exploration.

La Commission conclut que les études et la recherche doivent être principalement concentrées à ces deux étapes initiales de l'exploration. S'il est proposé d'élargir le programme d'exploration, il conviendrait d'exécuter préalablement des programmes élargis d'acquisition de données d'inventaire et de recherche sur les répercussions. De l'avis de la Commission, la coordination de ces programmes de recherche doit relever de l'administration de la gestion environnementale dont elle préconise la mise sur pied à la section 13.

5. ÉTUDES SISMIQUES

Des études sismiques précèdent invariablement tout forage d'exploration; d'autres peuvent également être effectuées à des étapes ultérieures du programme d'exploration, de délimitation ou d'exploitation pour raffiner les données acquises antérieurement.

Le but des études sismiques est de localiser les couches géologiques propices à l'accumulation d'hydrocarbures. Il peut s'agir de couches soulevées, bombées et pliées et elles doivent comporter une couche de roche imperméable formant un chapeau qui couvre les fluides piégés à l'intérieur. Dans ces configurations, les hydrocarbures, souvent formés ailleurs, peuvent circuler et être piégés. Ils peuvent également s'y former directement.

Les études sismiques consistent à mesurer la vitesse de déplacement d'ondes sonores à travers diverses couches sous le fond des mers.

Un dispositif comptant de 15 à 36 canons à air espacés sur une largeur d'environ 150 mètres est remorqué par un navire, dont il est distant de 50 à 100 mètres, à une profondeur d'environ 12 mètres. Les canons à air produisent une impulsion sonore toutes les 15 secondes en libérant de l'air soumis à une pression élevée (jusqu'à 150 kg par centimètre carré). L'énergie sonore est la plus intense aux fréquences situées entre 10 et 80 hertz. Un train d'hydrophones sous-marins disposés le long d'un câble d'une longueur de 3 kilomètres est traîné par le navire. Les hydrophones enregistrent les impulsions sonores qui reviennent à la surface après avoir ricoché sur les structures géologiques sous-marines. Les variations de la vitesse du son mesurée sont traduites en profils verticaux qui illustrent les différences de profondeur et d'épaisseur des couches de roche qui sous-tendent le fond de la mer. À partir de ces profils, on établit des cartes topographiques des formations susceptibles de renfermer des hydrocarbures.

La figure 6 illustre un navire d'étude sismique en action. Le navire fait entre 40 et 60 mètres de longueur hors tout et, pour les besoins de l'étude sismique proprement dite, il se déplace à une vitesse d'environ 5 noeuds. À cette vitesse, il faut environ vingt minutes au navire et au câble pour franchir un point donné. Le navire comporte une quarantaine de personnes, scientifiques, techniciens et hommes d'équipage.

Les études sismiques que propose d'effectuer Chevron couvriraient une distance d'environ 5 200 km, avec des passages espacés de 3 à 6 kilomètres, dans le sud du détroit d'Hécate et dans le détroit de la Reine-Charlotte. Chevron estime que les études sismiques initiales seraient achevées au bout de deux étés.

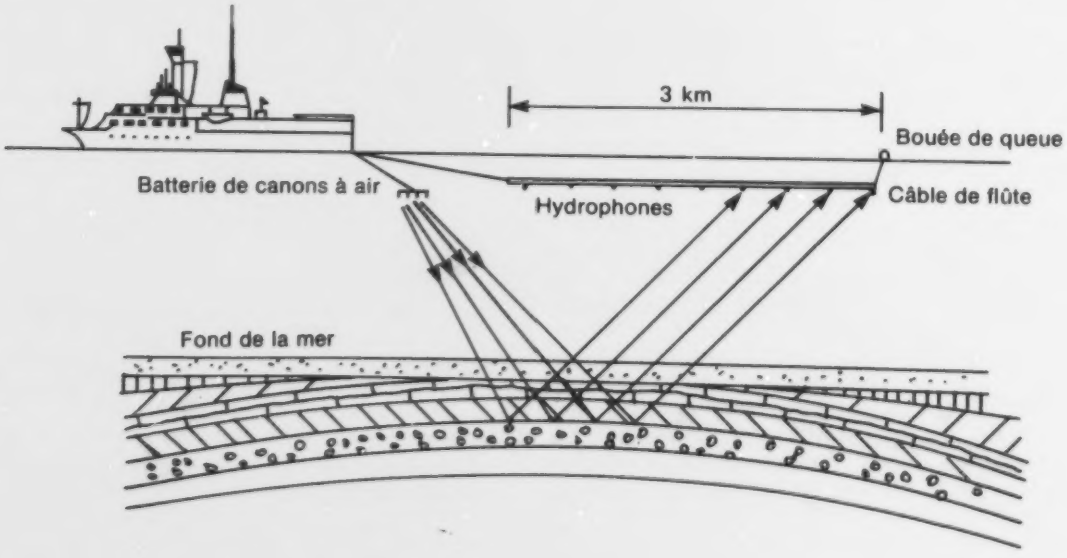


Figure 6: Navire d'étude sismique en opération

RÉPERCUSSIONS SUR L'ENVIRONNEMENT PHYSIQUE

Pour faire des études sismiques en mer, il faut beaucoup d'espace libre en raison de la présence du train d'hydrophones de trois kilomètres et du long rayon de virage qu'il faut prévoir. En outre, le dispositif de canons à air ne peut être remorqué en eau peu profonde. Par conséquent, les navires d'étude sismique circuleraient en général à une distance d'au moins cinq kilomètres du rivage.

Une autre limite est constituée par la nécessité d'opérer quand l'état de la mer est relativement calme pour éviter les bruits marins susceptibles de masquer les signaux sismiques faibles. Chevron se propose d'opérer l'été, époque de l'année où les bruits marins sont à leur minimum et où la durée du jour est à son maximum.

La médiocrité de la visibilité attribuable au brouillard et à la pluie n'est guère susceptible d'influer sur ce type d'opération.

La Commission conclut que les facteurs environnementaux physiques auront une incidence minime sur les opérations associées aux études sismiques. La prise en ligne de compte des conditions d'opération et l'observation des règlements limiteront les inconvénients possibles.

RÉPERCUSSIONS DES ÉTUDES SISMIQUES SUR LES ORGANISMES VIVANTS

Les effets des bruits provenant des opérations associées aux études sismiques sur les organismes marins varient en fonction de la source du bruit. Le bruit produit par le navire pourrait avoir un effet sur les organismes, mais du même ordre, selon toute probabilité, que celui issu de tout autre navire océanique. Il est par conséquent négligeable.

À différents moments de l'examen, des préoccupations ont été exprimées à l'égard de l'incidence du choc produit par les canons à air sur les oeufs de poisson, les embryons libres et les jeunes. La Commission partage cette préoccupation. Il existe une vaste gamme d'informations souvent contradictoires sur les effets de la percussion sur ces organismes. D'une part, les observations faites dans d'autres régions du monde où l'on effectue des études sismiques à grande échelle depuis nombre d'années, dans la mer du Nord, sur la côte est du Canada, dans la région du Golfe aux États-Unis, dans les eaux qui baignent l'Australie et l'Asie du Sud-est et dans le Golfe persique, donnent fortement à penser que les études sismiques, plus étendues et plus denses que celles que connaîtrait sans doute la côte ouest, n'ont guère eu d'effet nuisible sur la biote. Il est à noter que dans beaucoup de ces régions, on a déjà employé, surtout dans les premiers temps, des méthodes explosives potentiellement beaucoup plus dommageables.

D'autre part, une étude russe (Kostyuchenko, 1973) a permis d'observer plusieurs changements de nature pathologique chez des organismes soumis à l'effet des canons à air. Les constatations faites à la faveur de cette étude ont été mentionnées à plusieurs reprises au cours des audiences.

En outre, la Commission a été informée du fait qu'un moratoire a été imposé, dans certains États côtiers des États-Unis, sur toutes les études sismiques jusqu'à ce qu'on puisse résoudre de façon satisfaisante la question des dommages causés aux oeufs de poisson et aux embryons libres par l'emploi de canons à air.

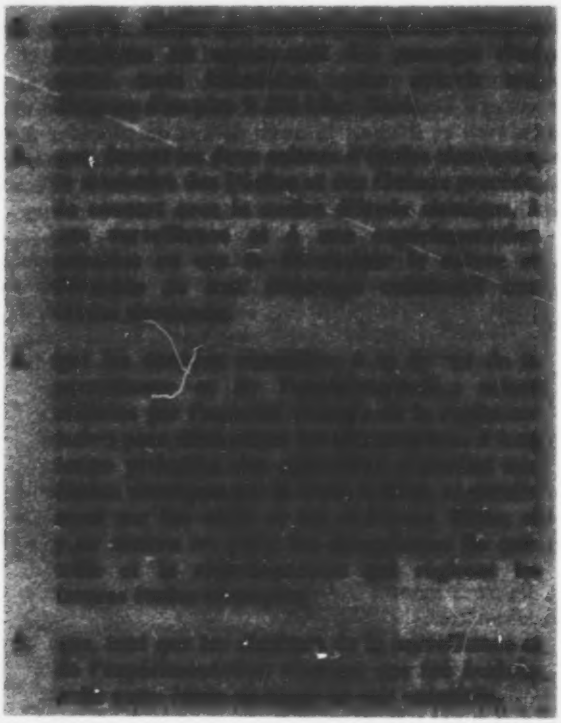
La Commission est également consciente du fait que les données dont on dispose sur la question proviennent de l'expérimentation d'un canon à air unique, pas du dispositif à 36 canons espacés sur une largeur de 150 mètres généralement employé aujourd'hui.

Les populations d'oeufs et d'embryons libres de poisson sont abondantes et répandues dans toute la région et nombre de poissons de fond passent les stades embryonnaire et juvénile de leur cycle de vie, qui s'étalent sur une période de six mois à un an, dans la partie supérieure de la hauteur d'eau, celle-là même où les canons à air sont remorqués. Ces organismes ne se répartissent pas uniformément dans les couches océaniques supérieures, mais ils se concentrent plutôt à la hauteur des rides de courant de marée et autres lignes de convergence ainsi que dans les secteurs où la productivité biologique est favorisée. L'emploi du dispositif à canons multiples dans les milieux de ce genre risque d'avoir une incidence importante sur le moment et sur le lieu où ces concentrations se produisent et comme on ne sait pas comment les détecter de façon courante, il pourrait être impossible de les éviter. La recherche sur l'étendue probable des dommages causés à l'ichthyoplancton devrait notamment viser à déterminer si le niveau de population d'une espèce donnée risque d'être atteint ou non. Ainsi, il est hors de tout doute possible nécessaire d'acquérir une meilleure connaissance des concentrations saisonnières des espèces concernées.

«L'IPS croit que les études sismiques ont pour effet de désorienter les cétacés et que l'une de leurs conséquences pourrait être que certaines espèces de cétacés désertent tout simplement la région.» (Susan Williams, Island Protection Society, Vancouver, novembre 1985)

Si le programme d'exploration initial permet de relever des signes encourageants d'un gisement d'hydrocarbures, un programme d'exploration à long terme, comportant de nouvelles études sismiques, pourrait suivre. D'autres exploitants pourraient éventuellement entrer en scène qui poursuivraient leurs propres programmes d'études sismiques. Il convient donc de ne pas présumer que les seules répercussions des études sismiques à prévoir sont celles qui découleront du programme de deux ans de Chevron.

Considérant les lacunes considérables dans les connaissances sur les répercussions de l'emploi de canons à air sur les oeufs de poisson, les embryons libres et les jeunes et sur la répartition de ces organismes dans la région à l'étude, la Commission estime qu'il faut faire preuve de la plus grande prudence pour ce qui est d'autoriser les études sismiques et que, au départ, il convient de restreindre les études sismiques à une partie limitée de la région à l'étude pour une année donnée. La Commission estime qu'il faut saisir l'occasion d'acquérir une meilleure connaissance des répercussions possibles des études sismiques.



La Commission avait à sa disposition plus d'information sur les effets des études sismiques sur les poissons de plus grande taille. Chevron a mentionné un certain nombre d'études qui indiquent que la portée mortelle des canons à air de type classique, considérée en fonction de divers organismes de plus grande taille, se situe entre 1,5 et 5 mètres. Considérant la distance réduite à l'intérieur de laquelle des effets mortels ou sublétaux pourraient être observés, le ministère des Pêches et Océans et le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique ont tous deux conclu que les répercussions sur les populations de poissons de grande taille seraient négligeables.

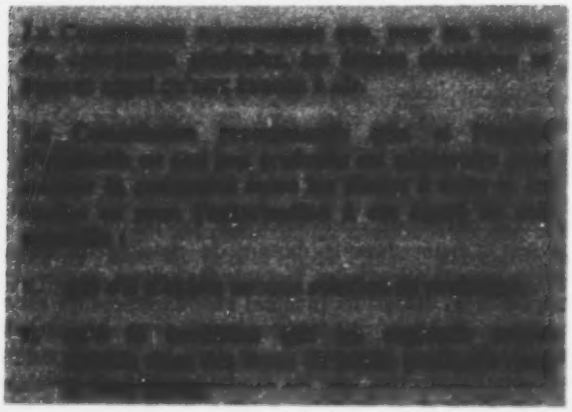
Les études sur les répercussions des études sismiques sur les mammifères marins tendent généralement toutes vers la même conclusion : bien que le bruit perturbe la plupart des mammifères, les effets sont essentiellement localisés et temporaires puisque beaucoup de mammifères s'habituent rapidement à la perturbation. La Commission estime toutefois que, comme on ne connaît pas avec une certitude suffisante l'intensité de la perturbation, il convient d'éviter dans la mesure du possible les mammifères marins migrateurs. Comme les loutres de mer, les phoques et les otaries fréquentent abondamment les zones proches du rivage et comme la plupart des cétacés viennent chercher leur nourriture dans les mêmes zones, la Commission croit que les études sismiques devraient être interdites dans les zones côtières à certains moments de l'année.

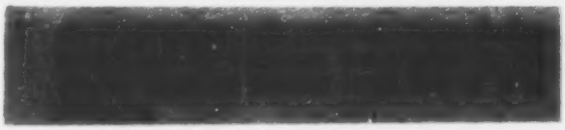
En règle générale, les baleines grises migrent vers le nord en avril et en mai et vers le sud en novembre et en décembre; ce sont donc des mois où il serait délicat de procéder à des études sismiques. Le hareng fraie en mars et en avril et il serait là aussi délicat de procéder à des études sismiques au cours de cette période. La Commission conclut qu'il serait souhaitable d'éviter d'effectuer des études sismiques au cours de ces périodes délicates.

La figure 5 montre les limites de la zone d'exclusion de dix kilomètres.

CONSIDÉRATIONS D'ORDRE OPÉRATIONNEL

La différence entre les répercussions des canons à air sous-marins et celles des explosifs sous-marins a été mentionnée à de nombreuses reprises au cours des audiences. Bien que Chevron ne se propose pas d'utiliser des explosifs, que l'on sait davantage destructeurs, leur emploi pourrait s'imposer dans certaines situations limites, pour "raccorder" les études en mer et les études terrestres, par exemple. **La Commission conclut que l'emploi d'explosifs pourrait être envisagé dans certaines situations particulières et qu'il convient de l'assujettir à une autorisation et à des conditions spéciales.**





Étant donné la longueur du train d'hydrophones remorqué par le navire d'étude sismique et la lenteur avec laquelle celui-ci se déplace, il importe que les autres utilisateurs de la mer soient au courant du lieu et du sens généraux des activités du navire d'étude sismique. Il est également important que l'exploitant connaisse l'emplacement des principales pêcheries, les saisons de pêche et les secteurs où la circulation maritime est intense. Il est également indispensable qu'il possède une certaine connaissance des engins de pêche employés localement, comme les jalons des casiers à crabe et les chaluts.

Au cours des audiences publiques, des pêcheurs ont dit craindre de se voir demander de quitter une pêcherie située le long d'une ligne d'étude sismique. Chevron a fait connaître son intention de perturber le moins possible la pêche commerciale et de contourner les secteurs où elle se pratiquera. Elle a également exprimé l'avis qu'il était indispensable, pour prévenir tout conflit, que de bonnes communications s'établissent entre ceux qui procéderont aux études sismiques et les associations locales de pêcheurs. La Commission est d'accord.

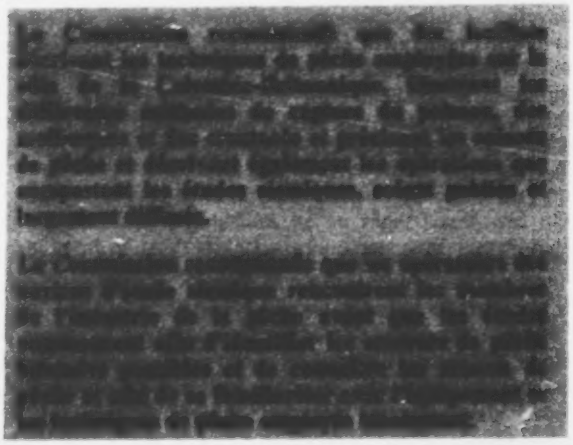


Table de rotation d'une installation de forage

6. OPÉRATIONS COURANTES DE FORAGE D'EXPLORATION ET DE SOUTIEN

La présente section comprend une description de la méthode de forage rotary ainsi que des techniques et des modalités de forage d'exploration en mer, suivi de considérations sur les interactions entre les opérations courantes de forage d'exploration et l'environnement de la région.

TECHNIQUE DE FORAGE ROTARY

Le forage offshore se pratique habituellement à l'aide de la méthode «rotary». C'est une méthode employée exclusivement en mer. Au moins 5 000 installations de forage rotary sont disponibles actuellement dans le monde entier.

La méthode de forage rotary permettant de forer un trou cylindrique vertical ou à peu près vertical dans la croûte terrestre est régie par les facteurs suivants :

1. le poids transmis à l'outil de coupe (le «trépan») au fond du trou;
2. la rotation du trépan au fond du trou, opérée en faisant tourner, depuis la surface, tout le train de tiges auquel le trépan est attaché, et
3. la circulation d'un fluide de forage appelé «boue» le long du train de tiges et jusqu'au trépan, qui sert à enlever les déblais de roche et à régulariser la pression dans les formations.

Aspirée à même un bassin en surface, la boue est injectée, à travers la colonne de forage, jusqu'à l'intérieur du trépan, d'où elle ressort autour des déblais pour remonter à la surface en empruntant l'espace entre la paroi du trou et la tige de forage, cet espace qu'on appelle «espace annulaire».

Pour imprimer un poids au trépan, on introduit dans le trou, entre le trépan et la tige de forage, plusieurs sections de tube extrêmement lourdes et aux parois très épaisses qu'on appelle «masses-tiges». La tige de forage peut peser jusqu'à 30 kg/m. Les masses-tiges, dont le diamètre constant est plus grand que celui de la tige de forage, peuvent peser jusqu'à 150 kg/m. Le poids de l'ensemble du dispositif suspendu aux moufles de la tour (trépan, masses-tiges et tige de forage) et placé sous la surveillance constante du maître-sondeur posté sur le plancher de forage est appliqué graduellement en abaissant le train de tiges jusqu'à ce que le trépan repose sur le fond du trou et que celui-ci supporte le poids exact que l'on veut lui imprimer.

On imprime alors un mouvement rotatif au trépan en faisant tourner l'ensemble du train de tiges auquel il s'adapte grâce à un filetage. Le mouvement est transmis au moyen d'un joint de section carré ou hexagonal appelé «tige carrée d'entraînement» raccordé au moyen d'un filetage au sommet du train de tiges et suspendu aux moufles et à une tête d'injection dans la tour de forage. La tête d'injection permet au train de tiges de tourner librement. Sur la tige carrée se trouve une bague qui peut bouger librement vers le haut et vers le bas et qui s'engage dans un logement conçu à cette fin dans une table de rotation sur le plancher de forage. Le mouvement de rotation de la table entraîne la bague et la tige carrée et par conséquent tout le dispositif jusqu'au trépan. Un tuyau de caoutchouc appelé «col de cygne» est fixé au sommet de la tête d'injection; le col de cygne ne tourne pas. Le col de cygne part du tuyau de décharge des pompes à boue disposées sur le plancher de forage et injecte de la boue dans le train de tiges jusqu'au trépan au fond du trou, boue qui remonte ensuite par l'espace annulaire.

TUBAGE

À mesure que le forage progresse, on réduit graduellement le diamètre du trou dont les parois, à chaque palier, sont renforcées et protégées par des tuyaux rigides, cimentés en position, dont le diamètre s'amenuise de la même manière. Ces tuyaux, appelés «tubages», ont des dimensions standard et leurs diamètres extérieurs font 30 po (750 mm), 20 po (500 mm), 13 3/8 po (340 mm), 9 5/8 po (240 mm), 7 po (175 mm) et moins.

Pour disposer le tubage dans le trou, on retire le train de tiges du trou (toutes les trois masses-tiges, le raccord est dépourvu de filetage) et l'on empile les sections dans la tour. Une fois le train sorti, on assemble la colonne de tubage tube par tube et on la descend dans le trou à la profondeur requise, habituellement jusqu'au fond. On introduit alors dans le tubage, au moyen d'une pompe en surface, du lait de ciment en quantité suffisante pour obturer la majeure partie ou la totalité de l'espace entre l'extérieur du tubage et la paroi du trou. On introduit alors, au-dessus du ciment, un bouchon cylindrique d'un diamètre égal à celui de l'intérieur du tubage puis on injecte de la boue pour faire descendre de force le bouchon et le lait de ciment. Celui-ci coule alors autour du sabot de la colonne de tubage pour remonter dans le vide annulaire. Le bouchon va reposer sur le sabot à l'intérieur du tubage. L'installation est ensuite fermée pour vingt-quatre heures, le temps que le ciment ayant pénétré dans l'espace annulaire durcisse. Le bloc d'obturation est rajusté en fonction de la taille du tubage puis remis en place sur la tête de puits. On reprend alors le forage à travers le tubage cimenté en utilisant un trépan d'un diamètre plus petit.

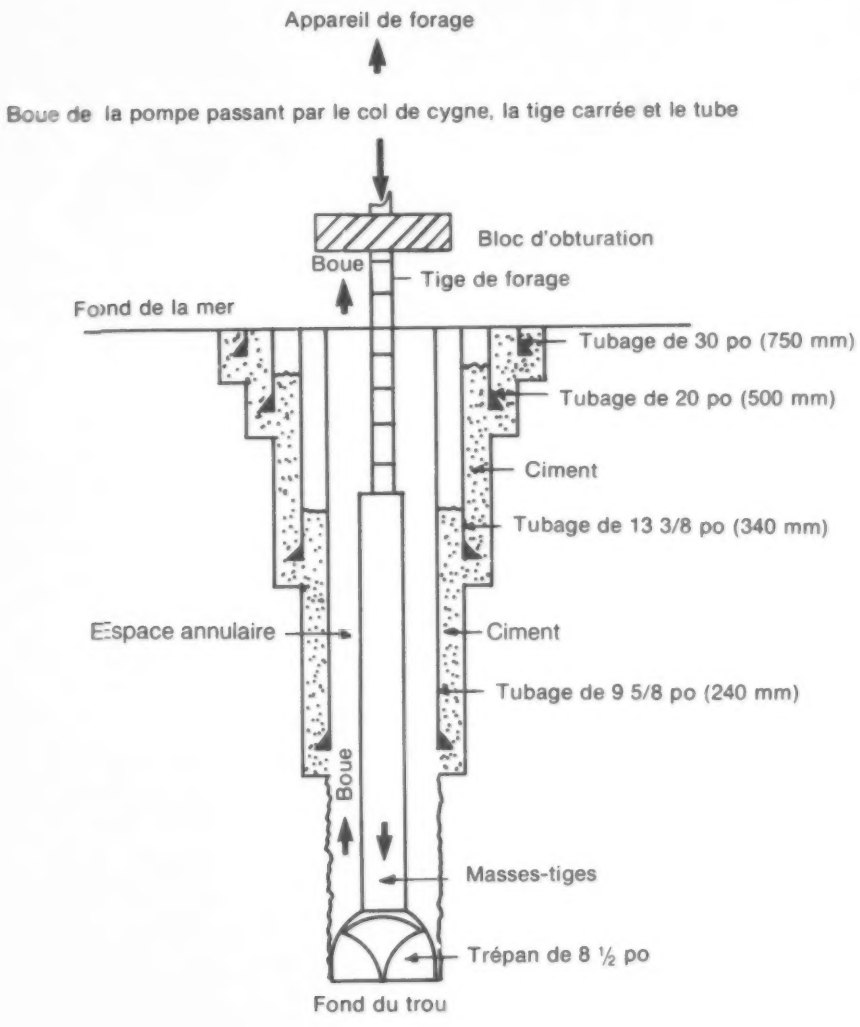


Figure 7: Configuration schématique type de l'appareil de forage rotary

Quand est venu le moment de mettre en place un tubage dans le trou foré à l'aide du trépan de diamètre plus petit, on reprend tout le processus en utilisant une colonne de tubage ayant elle-même un diamètre plus petit.

BOUE DE FORAGE

La boue de forage est un fluide complexe aux propriétés fort variées. Son composant de base est l'eau, ou, dans certains cas, du diesel ou une huile minérale, à laquelle on ajoute, par agitation puissante, des microparticules très fines d'argile sèche (bentonite) en quantité suffisante pour former une émulsion colloïdale stable ayant une densité légèrement supérieure à celle de l'eau. On peut ajouter à cette émulsion divers composés pour obtenir ou accentuer des propriétés particulières. Ainsi, on pourra ajouter de la barytine (qui sera maintenue en suspension) pour obtenir une plus grande densité, du tanin et des lignosulfonates pour éclaircir, du soude caustique pour régulariser le pH, des biocides pour enrayer la corrosion et du carboxyméthyl cellulose (CMC) ou de l'amidon, pour leurs propriétés gélifiantes et pour le contrôle du cake de filtration. Il existe plusieurs autres agents de contrôle, notamment des produits colmatants pour les fuites. La boue est fabriquée séparément pour chaque puits, suivant les circonstances, de manière à obtenir les propriétés recherchées, pour ce qui est de la densité et de la viscosité notamment. Une fois le forage terminé, le trou est rempli de boue. On l'y laisse et l'on colmate le trou au moyen d'un bouchon de ciment. À la différence des boues à base d'eau, les boues à base d'huile peuvent souvent être réutilisées.

Essentiellement, la boue de forage remplit les fonctions suivantes :

1. assurer le contrôle du puits. Pour ce faire, il s'agit de créer une colonne hydrostatique de fluide ayant une densité suffisante pour contre-carrer et contenir toute pression naturelle développée dans une formation pétrolifère forée et pour empêcher le pétrole ou le gaz ou les deux de pénétrer dans le trou de sonde, ce qui pourrait causer une éruption. On peut au besoin augmenter la densité et, par conséquent, la pression au fond.

2. créer une circulation de fluide visqueux qui entraînera les particules de roche arrachées à la formation par le trépan (les «déblais») et les remontera à la surface où elles seront séparées de la boue, nettoyées, examinées et identifiées par le géologue.

3. former un cake, c'est-à-dire une pellicule qui se déposera contre les formations perméables. Cette mesure sert d'abord à prévenir l'infiltration dans ces formations (perte de circulation), ce qui causerait la perte de la colonne hydrostatique et, par conséquent, de la pression. Il s'ensuivrait une perte de contrôle du puits. Elle sert aussi à déposer de minces cakes de filtration sur les zones moins perméables, notamment celles qui renferment du pétrole ou du gaz, pour les mettre à l'abri d'une obturation par les particules et pour prévenir les blocages attribuables à la tension superficielle entre le pétrole *in situ* et l'eau de la boue. Les cakes de filtration contribuent également à préserver l'intégrité de la zone qui renferme les hydrocarbures, de sorte que les mesures électriques, soniques, radioactives et autres prises dans le trou seront relativement peu affectées par l'invasion de la boue.

4. former un gel à l'état statique qui empêchera les déblais de retomber dans le trou et de bloquer les masses-tiges et le trépan, ce qui obligerait à procéder à de coûteuses opérations de récupération des outils («repêchage»).

La boue remplit d'autres fonctions d'importance un peu moindre, comme de ramener à la surface des traces de pétrole et de gaz relevées dans les zones susceptibles de renfermer des hydrocarbures, de constituer un contrôleur de niveau permettant de surveiller les pertes de boue («sursauts» de pression dans la formation), ainsi que de lubrifier et de refroidir le trépan pour augmenter le taux de pénétration.

ÉQUIPEMENT ANTI-ÉRUPTION

La colonne de boue dense constitue la première ligne de défense contre une éruption ayant sa source dans les formations sous pression. La deuxième ligne de défense est constituée par un dispositif de contrôle fait de puissantes vannes télécommandées : le bloc d'obturation anti-éruption ou BOP (de l'anglais «blow-out preventer»). Toutes les installations de forage rotary sont munies d'un dispositif anti-éruption. De bas en haut, le BOP comprend les éléments suivants :

a) une mâchoire d'obturation qui permet de presser des mâchoires de fermeture autour de la tige de forage et d'obturer ainsi l'espace annulaire;

b) une mâchoire pleine capable de cisailler la colonne de forage dans le trou et de fermer ce dernier de façon parfaitement étanche;

c) au moins un obturateur annulaire capable de se refermer fermement sur une tige ou sur un outil, quels que soient leur type ou leur forme, qu'il s'agisse de la tige de forage, des masses-tiges, du tube carottier, du trépan ou du tubage.

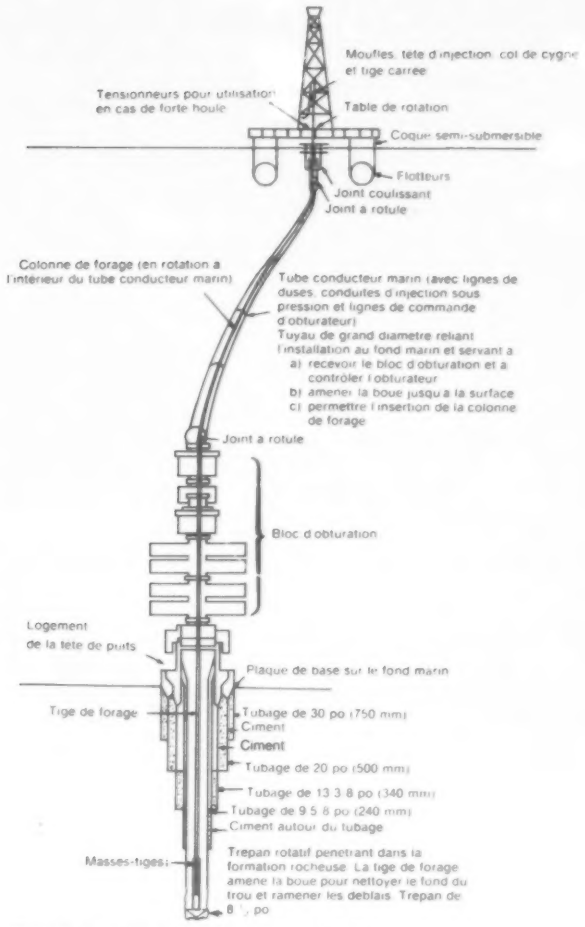


Figure 8: Installation de forage semi-submersible type

Quand l'obturateur à mâchoires et l'obturateur annulaire sont refermés sur la colonne dans le trou, l'intérieur de cette dernière doit aussi être contrôlé. Pour ce faire, on injecte dans le trou, par pompage, une boue plus dense et spécialement conçue ou on ferme un robinet de fermeture disposé dans la tige carrée, sur le train de tiges (le «robinet de tige carrée»). Des vannes de contrôle, des lignes de duses sont prévues pour accéder à l'espace annulaire une fois les BOP fermés, pour permettre l'exécution des opérations de contrôle.

OPÉRATIONS EN MER

TUBE CONDUCTEUR MARIN

Dans les opérations d'exploration au large des côtes, on utilise un tube conducteur marin qui traverse la colonne d'eau entre l'installation, en surface, et les obturateurs anti-éruption, sur le fond marin; il sert aussi de conduit pour la boue et la colonne de forage. Le tube conducteur marin constitue une extension modérément souple du puits et son diamètre est légèrement plus grand que celui du plus grand tubage. L'installation et son tube conducteur peuvent être découplés de l'obturateur en cas d'urgence, le puits demeurant alors fermé.

SOUTIEN DE L'INSTALLATION DE FORAGE

La méthode de forage rotary s'emploie exclusivement en mer. L'installation peut reposer sur l'un des trois types de support suivants :

1. l'installation auto-élévatrice. Il s'agit d'une installation reposant sur le fond marin, par des profondeurs relativement réduites pouvant atteindre 100 mètres; elle ne pourrait être utilisée dans la région à l'étude qu'en certains emplacements restreints.

2. le navire de forage. Installation dotée d'une coque, l'installation de forage rotary étant disposée au milieu. L'ensemble est positionné à l'aide d'ancres. Le forage se pratique sensiblement comme dans le cas de l'installation semi-submersible décrite ci-dessous. Ce genre d'installation ne convient pas au travail en haute mer.

3. la plate-forme semi-submersible. Il s'agit d'une grosse structure flottante faite sur mesure sur laquelle l'installation rotary est montée. Elle comporte habituellement des coques jumelles qui peuvent s'enfoncer par ballastage jusqu'à un niveau de flottaison procurant une stabilité relative. On peut l'ancrer, dans les eaux d'une profondeur de 400 mètres ou moins, ou la positionner dynamiquement, par toutes les profondeurs, grâce à des propulseurs contrôlés par ordinateur.

Les plates-formes semi-submersibles sont maintenant universellement utilisées dans les régions où le climat et l'état de la mer sont difficiles. Bien qu'elles aient été en cause dans deux graves accidents au moins, les deux étant attribuables à des lacunes au niveau de leur conception et à des erreurs humaines, leur dossier de sécurité est néanmoins bon et elles ont été utilisées pour forer de très nombreux puits dans toutes les parties du monde dans des conditions difficiles. Elles peuvent forer en toute sécurité même quand des vagues de 10 mètres sont associées à des vents de 50 noeuds. Si le forage est interrompu et si elles sont découplées du fond marin, elles peuvent survivre aux assauts de vagues de 30 mètres au moins. La SEDCO 135F, l'un des premiers modèles de semi-submersibles, a été utilisée par Shell sur la côte de la Colombie-Britannique dans le cadre d'opérations durant toute l'année à la fin des années 1960; elle a foré 14 puits sans qu'il se produise d'accidents.

Il est proposé d'utiliser des installations semi-submersibles pour procéder au forage d'exploration dans la région à l'étude.

> *«...L'installation est de la taille d'un bâtiment de 35 étages et le pont a à peu près les dimensions d'un terrain de football...» (Charlie Stewart, Chevron, Hartley Bay, novembre 1984)*

OPÉRATIONS DE FORAGE EN MER

Une fois qu'on a repéré, à la faveur des études sismiques, un secteur présentant des possibilités et qu'on a achevé les levés du fond marin, on amène une installation de forage sur place et on l'ancre. La figure 8 illustre schématiquement une plate-forme semi-submersible et son installation de forage. Le mode habituel de mise en batterie de l'installation est décrit ci-après.

On commence par forer dans le fond marin un trou de 30 mètres et d'un diamètre de 914 mm (36 po) à l'aide d'un gabarit mais sans utiliser de tube conducteur marin. Puis, on met en place le premier tubage, d'un diamètre de 762 mm (30 po), et on le cimente. Le fluide de forage remonte vers le fond marin et il est habituellement composé d'eau seulement.

Ensuite, on fore un trou de 660 mm de diamètre (26 po) jusqu'à une profondeur de 250 m et l'on met en place un tubage conducteur de 510 mm (20 po) que l'on cimente. Les deux trous sont forés sans qu'on utilise un tube conducteur marin et c'est habituellement de l'eau qui sert de fluide de forage. Après la cimentation du conducteur de 510 mm, on met en place le tube conducteur marin et le bloc d'obturation, qui relient alors la plate-forme au fond marin et qui permettront de ramener à la surface les déblais et la boue de forage. Le bloc d'obturation est disposé à l'extrémité inférieure du tube conducteur marin et il est raccordé au sommet du tubage de 510 mm à l'aide d'un joint à rotule et à l'installation à l'aide d'un joint à rotule et d'un joint coulissant. La boue est alors utilisée comme fluide de forage.

L'obturateur anti-éruption est muni de conduites et de colonnes montantes télécommandées et à fonctionnement hydraulique ainsi que de conduites d'accès au puits. Tout l'équipement nécessaire est alors en place pour enfiler le train de tiges de forage et forer le trou de surface, d'un diamètre de 445 mm, à une profondeur de 1 000 mètres. Le tubage de surface, d'un diamètre de 340 mm (13 3/8 po) est ensuite cimenté, puis un trou intermédiaire de 311 mm (12¼ po) est foré dans le prolongement jusqu'à une profondeur d'environ 2 500 mètres; la section de tubage suivante a un diamètre de 245 mm (9 5/8 po). Dans les formations profondes, le forage progresse habituellement à la vitesse de 50 mètres par jour.

Si l'on détecte la présence d'hydrocarbures, habituellement en soumettant la boue à la chromatographie en phase gazeuse et en procédant périodiquement à des mesures électriques, soniques et radioactives, on peut soumettre la formation à un essai. Par mesure de sécurité, on attend pour y procéder que toute la longueur du trou ait été garnie de tubage. Si l'essai est concluant, il faudra forer plusieurs puits de délimitation, au moins un par quadrant du cercle imaginaire dont le puits d'exploration constitue le centre. Ces puits confirmeront la présence d'hydrocarbures, la nature et la composition de ces derniers et ils permettront de déterminer l'étendue du gisement ainsi que la productivité et la viabilité économique de la découverte.

OPÉRATIONS DE SOUTIEN

Chevron et Petro-Canada ont tous deux une préférence pour Prince Rupert comme base principale des activités de soutien aux fins de l'exploration. Prince Rupert est doté d'une bonne infrastructure ferroviaire, routière, aéroportuaire et portuaire. Le matériel en vrac ainsi que l'équipement et les matériaux de forage arrivant par la route ou par le chemin de fer seraient entreposés dans les docks et transportés sur les lieux de forage par bateau de service au besoin. Les équipages viendraient de l'extérieur de Prince Rupert par la voie des airs et de là, repartiraient vers l'installation de forage en hélicoptère.

RÉSERVOIRS DE PÉTROLE ET DE GAZ

Un gisement de pétrole ou de gaz n'est pas un vaste bassin ininterrompu d'hydrocarbures liquides et gazeux occupant une immense cavité ouverte dans les profondeurs de la terre. Le pétrole ou le gaz sont tous deux emprisonnés dans les microcavités de la roche massive compacte, semblables à celles que l'on observe dans une éponge de caoutchouc rigide. Invariablement, ils sont associés à la présence d'eau dans les pores. À l'intérieur des microcavités, l'interaction entre la roche, l'eau, le pétrole et le gaz créent une tension superficielle considérable. Le rapport du volume total des microcavités à celui de la roche s'appelle «porosité». La capacité des cavités poreuses à laisser filtrer les fluides (lorsqu'un puits producteur est en batterie, par exemple) s'appelle «perméabilité.»

D'après l'information communiquée par les compagnies, la base de ravitaillement devrait compter environ 500 mètres carrés d'espace à bureaux, 100 mètres carrés d'entrepôts couverts, jusqu'à 10 000 mètres carrés d'entreposage ouvert, un bassin d'une superficie d'environ 200 mètres carrés et une piste pour hélicoptère. La main-d'oeuvre requise s'établirait à 10 personnes à la base et quelque 25 personnes à bord des navires de service. Il faudrait également prévoir des locaux pour héberger à l'occasion jusqu'à 30 personnes.

Une partie du combustible, des denrées alimentaires et du matériel seraient achetés localement. Il faudrait prévoir un réseau de communications comprenant SatNav, Loran, des télécommunications par satellite, la radio VHF et SSB, le téléphone et le télex. Le gouvernement et l'industrie mettraient en place un système de surveillance et de prévision météorologiques, y compris des rapports sur l'état de la mer.

Deux ou trois navires seraient affectés au soutien de chaque installation de forage. L'un d'eux serait toujours en attente à l'installation tandis que les autres feraient la navette entre cette dernière et la base à terre, apportant du ravitaillement et rapportant des déchets.

Les navires de service sont des bâtiments spécialisés d'une longueur d'environ 80 mètres. Ils emportent un équipage de 12 à 14 hommes et circulent à une vitesse pouvant atteindre 12 noeuds.

Un ou deux hélicoptères à long rayon d'action feraient plusieurs aller-et-retour par semaine entre la terre et les installations pour transporter les membres des équipages et des cargaisons légères.

CONSIDÉRATIONS D'ORDRE ENVIRONNEMENTAL

Nous abordons dans cette section l'incidence des particularités environnementales de la région sur les opérations courantes d'exploration et, inversement, des opérations courantes d'exploration sur l'environnement de la région. Pour ce qui est de l'incidence de l'environnement sur les opérations, nous nous penchons sur le climat, sur les prévisions météorologiques, l'état de la mer, les tremblements de terre, les tsunamis et les phénomènes géologiques sous-marins dangereux. Quant aux répercussions potentielles des opérations sur l'environnement, elles peuvent venir plus précisément des déchets domestiques et de forage, des boues de forage à base d'huile, de déversements mineurs, de bruits sous-marins et aériens, de l'éclairage des installations, des bases à terre, de l'encombrement du fond marin et de conflits avec la circulation maritime.

INCIDENCE DE L'ENVIRONNEMENT PHYSIQUE SUR LES OPÉRATIONS

Les conditions météorologiques, l'état de la mer, les risques de tremblements de terre et l'état du fond marin influent sur les critères de conception des installations de forage et des tubes conducteurs marins, sur le temps dont dispose l'exploitant pour s'adonner à ses activités efficacement et en toute sécurité et sur la capacité d'interrompre les opérations en cas de danger menaçant l'installation de forage.

Vagues, tempêtes et courants

Les fortes tempêtes influent sur les activités de forage en mer en compliquant l'exécution d'opérations délicates comme la mise en place du bloc d'obturation, des tubages, les essais de production, le rétablissement du raccord avec une tête de puits, l'atterrissage des hélicoptères ou le transbordement de combustible.

Les problèmes reliés aux conditions atmosphériques et océaniques peuvent être atténués dans une certaine mesure si l'on est averti en temps opportun de l'approche des tempêtes et si l'on dispose d'une base de données océanographiques complète. Toutefois, de nombreux participants ont mis en doute la qualité et la précision des données météorologiques et océanographiques, lesquelles ne décriraient pas convenablement la situation en mer. D'aucuns ont déploré le fait que les annales météorologiques relatives au secteur hauturier de la Colombie-Britannique étaient moins complètes et couvraient une période plus courte que celles qui sont établies pour d'autres régions où se poursuivent des activités de forage en mer.

Des préoccupations ont également été exprimées au sujet de la capacité de prévoir les «tempêtes explosives», ces phénomènes météorologiques qui se développent rapidement. Ces tempêtes prennent naissance sur la mer libre et elles peuvent atteindre une intensité majeure en moins de huit heures. À l'heure actuelle, il est difficile de les prévoir parce que le système de détection météorologique en amont n'est pas suffisamment dense pour surveiller parfaitement la région. En outre, il n'existe pas de modèle permettant d'expliquer convenablement la formation rapide de vagues fortes dans les eaux peu profondes où les courants sont forts, comme dans le détroit d'Hécate.

> *«Je pense que le minimum absolu pour découpler l'installation alors que le tube conducteur marin est en place mais non raccordé au bloc est d'environ 30 secondes... La tige de forage est sectionnée et tout est laissé dans le trou. Dans les situations d'urgence extrême, cela peut se faire en très peu de temps. S'il fallait s'en tenir au processus normal, il faudrait compter jusqu'à dix heures.» (Pat Haines, Chevron, Alert Bay, septembre 1985)*

Le ministère des Pêches et des Océans, Environnement Canada et le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique ont aussi exprimé des préoccupations au sujet de la capacité actuelle de prévoir les tempêtes, les vagues et les courants forts. Environnement Canada et le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique ont tous deux mentionné le fait que la vitesse avec laquelle les tempêtes peuvent détériorer les conditions d'opération constitue un important aspect de la détermination de la sécurité des opérations courantes. Le Service de l'environnement atmosphérique d'Environnement Canada a recommandé que l'on procède, avant que le forage commence, à un examen du réseau d'observation procurant des données météorologiques et océanographiques en temps réel qui est actuellement disponible. Cette étude permettrait de déterminer si le réseau actuel est en mesure d'annoncer les tempêtes avec toute l'exactitude que requièrent les opérations au large des côtes.

En ce moment, le Centre météorologique du Pacifique, administré par le Service de l'environnement atmosphérique, apporte d'importantes améliorations à ses services de prévision météorologique maritime. Nombre d'entre elles découlent des résultats d'une enquête spéciale sur les services météorologiques de la côte ouest effectuée sous l'égide d'Environnement Canada en 1984. La Commission est d'accord avec les recommandations du rapport qui traitent des améliorations à apporter à l'acquisition des données, à la diffusion — sous toutes ses formes — de l'information météorologique ainsi que de la poursuite de la recherche et du développement relatifs aux techniques de prévision.

Chevron a fait part de son intention de travailler en étroite collaboration avec le Service de l'environnement atmosphérique; elle se propose de déployer un réseau de bouées dérivantes et peut-être plusieurs bouées amarrées dans le but d'améliorer les services de prévision météorologique. **La Commission donne son appui à cette démarche mais croit qu'il sera nécessaire de mettre en place un programme élargi de collecte de données et un réseau amélioré de surveillance et de rapport avant que la sécurité des opérations au large des côtes puisse être garantie.**

La Commission conclut, à partir de l'information présentée au cours des audiences, que l'approche des tempêtes doit être signalée au moins six heures d'avance pour que l'on ait le temps d'interrompre temporairement les opérations, de mettre le train de tiges de forage en sécurité et de se découpler de la tête du puits. Il n'existe aucune assurance que le réseau de prévision météorologique actuel soit en mesure d'offrir un préavis de cet ordre.

La Commission recommande que l'autorité chargée de la réglementation réserve son autorisation de forer jusqu'à ce que le Service de l'environnement atmosphérique d'Environnement Canada ait acquis la conviction qu'il est effectivement possible de disposer d'un préavis de six heures au moins en cas de forte tempête, afin que l'exploitant ait suffisamment de temps pour déconnecter l'installation de forage de la tête de puits en toute sécurité.

La Commission croit que les restrictions qu'elle préconise à l'égard du temps de l'année où se dérouleront les premiers travaux de forage feront que ceux-ci seront interrompus au moment où les tempêtes les plus fortes sont susceptibles de se produire.

Le ministère des Pêches et des Océans a entrepris un certain nombre d'études visant à améliorer l'actuelle base de données sur les vagues et sur les courants de la région de la côte nord, y compris des études sur le climat des vagues, sur les courants de profondeur et sur le vent au-dessus de l'océan. Il s'agit là d'informations importantes pour l'établissement de critères de conception de l'équipement de forage, comme les installations de forage proprement dites, les tubes conducteurs marins et les dispositifs d'ancrage. **La Commission croit qu'il existe un besoin d'information supplémentaire sur les courants océaniques pour établir des critères de conception appropriés.**

La Commission recommande que le ministère des Pêches et des Océans élabore et mette en œuvre un programme visant à accroître la connaissance générale des courants dans la région et en particulier dans le secteur où auraient lieu des travaux de forage quand il y a une proposition en ce sens.

Il faut aussi accroître l'information sur les courants de surface pour les besoins de l'analyse de la trajectoire des déversements de pétrole. Nous traitons de l'analyse de la trajectoire des déversements de pétrole à la section 10.

Tremblements de terre

Parmi les dangers que font peser les tremblements de terre sur le forage hauturier figure l'endommagement possible de la tête de puits ou du tubage qui se produirait si l'on forait dans une faille de la croûte qui se mettrait à

glisser ou s'il survenait un affaissement des sédiments sur le fond marin, phénomène qui s'accompagne de flux de turbidité. Les flux de turbidité sont des écoulements rapides de sédiments mêlés d'eau qui balaient le fond marin, un peu à la façon d'une avalanche.

Une étude détaillée des lieux, analogue à celle décrite par Chevron, permettra d'éviter les lieux qui présentent des failles. **Toutefois, la Commission croit que des assurances doivent être fournies comme quoi les flux de turbidité ne menaceront pas un lieu de forage retenu, ou, en cas de danger potentiel, comme quoi le puits serait ou resterait fermé si un flux de turbidité endommagerait ou recouvrait la tête de puits.**

La Commission recommande que l'exploitant et l'autorité chargée de la réglementation évaluent, avant que le forage commence, le risque que se produisent des flux de turbidité attribuables à un tremblement de terre et que, s'il est établi qu'il existe un risque réel, la tête de puits soit conçue de manière à rester fermée.

Tsunamis

Un tsunami est une vague océanique qui se forme en cas de perturbation de nature sismique sur le fond marin. C'est une vague qui s'observe essentiellement dans les eaux peu profondes et dont la longueur d'onde est en règle générale supérieure à 200 kilomètres. Les tsunamis peuvent se déplacer à des vitesses supérieures à 700 km/h, mais ils ne sont guère apparents en haute mer, où leur hauteur peut être d'à peine 0,5 mètre. Toutefois, quand ils arrivent près de la côte, ils perdent de la vitesse, l'eau commence à s'empiler pour former des crêtes qui peuvent atteindre une hauteur supérieure à 30 mètres. Les installations de forage érigées en eau peu profonde sont susceptibles d'être endommagées. **L'institution des zones d'exclusion proches du rivage que préconise la Commission supprimerait les risques que des dommages soient causés à l'installation de forage par des tsunamis dans la zone d'exploration.**

Fond marin — dangers d'origine naturelle

Le foreur est parfois aux prises avec des difficultés de fondation attribuable à l'état du fond marin, même si l'installation utilisée est une semi-submersible, qui n'est pas directement en contact avec le fond. La pente du fond marin, la présence de traces de failles peu profondes en surface, la tendance des formations sableuses lâches à s'écouler et à s'effondrer, la présence de trous profonds inattendus, voilà autant de caractéristiques du fond qui, avec d'autres, doivent être étudiées de près avant qu'un emplacement définitif d'ancrage et de forage soit retenu. Habituellement, l'étude du fond marin peut se faire au moyen d'un appareil télécommandé à balayage latéral. Si toutefois les conditions sont défavorables, il peut être nécessaire de faire appel à un plongeur qui explorera les lieux en personne. Dans tous les cas, le gabarit de forage doit être placé horizontalement sur un fond ferme, dans un secteur dépourvu d'affleurements de faille et où il ne risque pas d'être recouvert par les sédiments effondrés.

Un autre danger pèse sur les activités de forage, en mer en particulier : la présence fréquente de poches de gaz peu profondes dans les formations de surface. Ce gaz peut faire éruption dans le puits de forage pendant le forage des trous de surface ou des tubes conducteurs si l'on n'injecte pas de boue en quantité suffisante pour le contenir. Comme on n'utilise pas de tube conducteur marin au moment du forage du premier trou peu profond, il est possible que le gaz pénètre dans la colonne d'eau et crée un risque de feu. S'il se libère du gaz en quantité suffisante, la flottabilité de l'installation de forage pourrait s'en trouver compromise.

Il est possible de détecter rapidement la présence de ces poches de gaz à faible profondeur en utilisant un étinceleur, appareil qui permet de faire une étude sismique à grande résolution. S'il y a effectivement présence de poches de gaz, il faut prendre des précautions supplémentaires dans l'emploi de la boue et dans la mise en place des tubages.

La Commission recommande que les exploitants soient tenus de procéder à une étude approfondie du fond marin, à l'aide, notamment, de l'étinceleur, lorsqu'ils étudient un emplacement où procéder éventuellement à des travaux de forage.

INCIDENCES D'ORDRE BIOPHYSIQUE DU FORAGE D'EXPLORATION ET DES OPÉRATIONS DE SOUTIEN

Les opérations courantes de forage d'exploration et de soutien peuvent influer sur l'environnement biologique et physique de bien des manières. Qu'il s'agisse des déblais de roche et des boues de forage usées dont il faut se débarrasser, habituellement en les jetant à la mer, des eaux usées de toutes sortes elles aussi déversées dans la mer, des déchets ou rebuts qui sont soit incinérés, soit transportés à terre pour être éliminés, des fuites accidentelles de combustibles qui peuvent se produire à l'occasion, en cours d'opération ou au moment de leur transbordement du navire de soutien à l'installation, une foule d'éléments peuvent dégrader l'eau, surtout dans les secteurs où la circulation est réduite.

En outre, les bruits aériens et sous-marins attribuables aux opérations courantes peuvent affecter les oiseaux et les mammifères marins et l'éclairage des installations peut attirer et désorienter les oiseaux. L'établissement d'une base à terre peut influer sur l'environnement local.

À certaines saisons ou à certaines étapes de leur cycle de vie, les poissons, les oiseaux et les mammifères marins sont particulièrement susceptibles de subir les effets des déversements de déchets, du bruit ou d'autres formes de perturbation. Il est par conséquent indispensable de bien connaître les lieux qu'ils fréquentent, leurs coutumes et la taille de leurs populations pour les besoins de la planification d'urgence et de la mise au point de mesures d'atténuation efficaces.

Déchets domestiques

Chevron soutien que les eaux usées domestiques ne sont guère susceptibles de détériorer l'environnement parce que le volume d'eaux usées produites à bord d'une installation de forage serait réduit, de l'ordre de 20 mètres cubes environ par jour, et qu'elles seraient traitées avant d'être jetées à la mer. Là, la dilution et la biodégradation feraient rapidement leur oeuvre. Les autres déchets liquides, comme les eaux ménagères, se dilueraient aussi rapidement.

Chevron se propose d'incinérer à bord de la plate-forme tous les déchets combustibles et de faire transporter à terre, pour élimination, tous les rebuts métalliques incombustibles. **Considérant leur volume réduit et les mesures prévues pour leur élimination, la Commission conclut que les eaux usées et les rebuts solides, s'ils sont traités conformément aux exigences de la réglementation, ne causeront pas de dommages importants à l'environnement.**

Boues et déblais de forage

Plusieurs participants se sont dits préoccupés du fait que les boues de forage et les déblais de roche affecteraient les organismes marins vivant dans la colonne d'eau et les sédiments du fond marin. Leurs préoccupations étaient centrées sur les effets toxiques éventuellement aigus des métaux lourds et des hydrocarbures présents dans les déchets de forage. D'autres se disaient préoccupés par les effets sublétaux possibles d'une exposition prolongée aux substances chimiques toxiques présentes dans les rebuts, par la possibilité que les organismes benthiques soient submergés par les rebuts de forage et par l'altération de l'habitat benthique par l'accumulation de déchets de forage solides sur le fond marin.

Encore que certains composants des boues de forage et des déblais de roche soient extrêmement toxiques, la diffusion et la dilution devraient suffire à ramener les concentrations de substances chimiques toxiques dans la colonne d'eau à peu près aux niveaux antérieurs à courte distance du lieu de déversement. Les substances en question ne devraient par conséquent pas poser le moindre problème d'ordre environnemental, à moins qu'elles soient déversées en grande quantité pendant de longues périodes dans des secteurs où la circulation de l'eau est réduite.

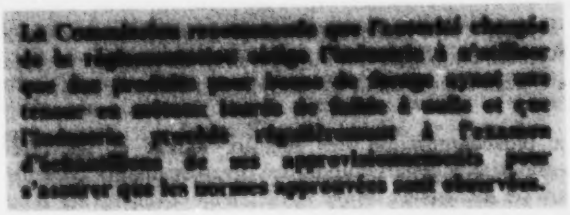
La bioaccumulation des métaux lourds et les effets cumulatifs et synergétiques des diverses toxines présentes dans les déchets de forage ont également suscité beaucoup d'intérêt. Les données disponibles donnent à penser que la bioaccumulation attribuable aux boues de forage est réduite, voire inexistante, et qu'elle n'aurait guère d'importance sur le plan environnemental. L'énorme base de données collectées dans la mer du Nord et dans le golfe du Mexique indique que les effets de ces déchets sont habituellement localisés, temporaires et sans danger particulier pour les organismes marins.

Néanmoins, certaines mesures peuvent être prises pour réduire encore les méfaits potentiels des différentes substances sans gêner les opérations de forage. La Commission croit qu'il serait prudent de les prendre pour qu'il soit absolument sûr que l'incidence sur l'environnement sera réduite au minimum.

Deux composants des boues de forage sont considérés comme susceptibles d'être dommageables pour les organismes marins : le chrome hexavalent et le mercure, y compris le méthylmercure. En situation normale, le chrome hexavalent, qui provient des boues de forage à base de lignosulfonate de chrome ou de ferro-chrome, n'est pas présent en quantité suffisante pour être jugé dommageable puisque les composants organiques des boues de forage le transforment en chrome trivalent, substance moins toxique. En outre, les opérations de forage peuvent maintenant se faire à l'aide de boue de forage à base de lignosulfonate sans chrome.

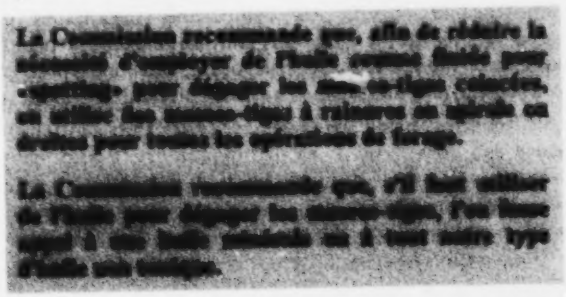
La Commission recommande qu'on n'utilise, pour les besoins des opérations de forage au large de la côte ouest, que des boues de forage à base de lignosulfonate sans chrome.

La seule source de mercure dans les boues de forage est la barytine. Chevron a indiqué que la barytine ne sera utilisée en grande quantité que si la pression dans les formations est élevée ou que si l'on croit qu'elle le sera. Néanmoins, le mercure de la barytine ne devrait pas constituer un danger pour l'environnement parce qu'il est présent sous forme de sulfure insoluble et que, dans une large mesure, il n'est pas biologiquement disponible. Chevron a affirmé que, si elle devait employer la barytine dans le cadre de son programme de forage, elle s'efforcerait, en guise de mesure d'atténuation, de choisir une source de barytine renfermant le moins d'impuretés métalliques.



La Commission croit que, si l'on constitue des zones d'exclusion conformément aux propositions à cet égard, nulle activité de forage ne se fera dans les secteurs où la circulation de l'eau est réduite, comme les baies abritées. Cette mesure, combinée aux autres mesures préconisées par la Commission, devrait faire en sorte que nul dommage d'importance ne soit causé à la biote marine du fait du déversement dans la mer des déchets de forage.

La Commission s'inquiète quelque peu de l'emploi possible d'huile diesel comme fluide pour «spotting» dans les boues de forage à base d'eau. On utilise parfois ce genre de fluide pour dégager les masses-tiges immobilisées par suite d'un collage par pression différentielle. Cet emploi pourrait se solder par le déversement dans la mer de plusieurs mètres cubes d'huile diesel avec les résidus de boue à base d'eau. Les données dont on dispose révèlent que ce genre de déversement est rare et de peu d'ampleur et que, en règle générale, il ne constitue pas un danger significatif pour l'environnement, bien qu'il puisse avoir des effets localisés à court terme. Néanmoins, il conviendrait d'éviter d'utiliser ce genre de substance. Il existe des moyens de le faire.

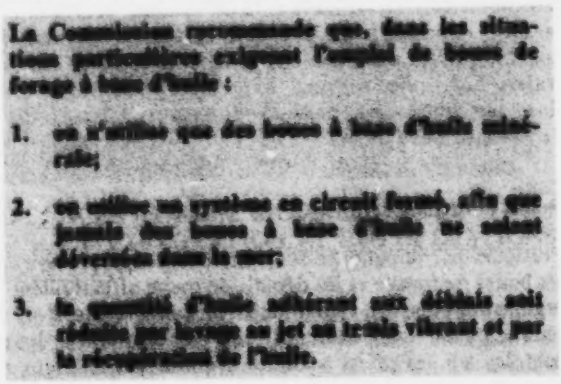


Boues de forage à base d'huile

Les boues de forage à base d'huile sont utilisées dans certaines situations particulières et elles sont d'usage courant mais restreint dans le forage d'exploration au large de la côte est du Canada et dans la mer de Beaufort. Les boues à base d'huile présentent des avantages que les boues à base d'eau n'ont pas, y compris une protection accrue en cas de pénétration de formations recelant du pétrole ou du gaz, une meilleure stabilisation du trou dans les formations sujettes au gonflement, une meilleure lubrification et un taux de pénétration plus élevé et une stabilisation supérieure du trou dans le forage de puits déviés. Les boues à base d'huile présentent toutefois l'inconvénient d'être plus dommageables pour l'environnement que les boues à base d'eau.

Bien que Chevron ne se propose nullement d'utiliser des boues à base d'huile pour ses opérations dans la région des détroits de la Reine-Charlotte et d'Hécate, la Commission est consciente du fait que certaines situations peuvent en exiger l'emploi. La réglementation actuellement en vigueur au Canada interdit le déversement dans la mer des boues à base d'huile diesel et, dans les cas où l'on utilise des boues à base d'huile, elle oblige à employer un système de circulation de la boue en circuit fermé. Toutefois, il est possible que des déblais contaminés par l'huile présente dans les boues soient rejetés directement dans l'océan; certains participants se sont dits préoccupés des dommages que cette pratique pourrait causer.

La Commission estime qu'on ne devrait pas utiliser de boues de forage à base d'huile sur la côte ouest, sauf dans les cas où leur emploi procurerait des avantages indéniables. La Commission croit en outre que, advenant qu'il faille utiliser des boues à base d'huile, l'emploi de boues à base d'huile minérale serait susceptible de limiter les dommages pouvant être causés à l'environnement en cas de déversement accidentel des boues.



Déversements mineurs

Les opérations de forage au large des côtes exigent le transport de biens divers de la base à terre à l'installation. Il s'agit de biens de tous ordres : combustibles, lubrifiants, additifs aux fluides de forage, substances chimiques, ciment, denrées alimentaires et toute une gamme de matériaux. Des déversements peuvent se produire au cours du transfert de la base au navire de service ou de ce dernier à l'installation de forage. L'incidence des déversements dépendrait du volume et de la nature des substances perdues et de la présence d'espèces marines vulnérables. En règle générale, un déversement survenant en haute mer serait moins dommageable qu'un déversement survenant dans un secteur abrité, comme les baies et

inlets et le secteur de la base proprement dite. En principe, les déversements en haute mer devraient se diluer rapidement et ne laisser aucune concentration persistante. Il pourrait toutefois arriver que les poissons, les oiseaux et les mammifères marins soient affectés s'ils sont dans le secteur au moment du déversement et si les matières déversées renferment des substances toxiques.

> *«Ce qui me préoccupe, ce n'est pas tant les grosses fuites de pétrole, les gros accidents possibles, mais les petites choses, comme ces substances chimiques que vous utilisez dans vos opérations de forage et qui seraient plus dangereuses pour les jeunes saumons qui accèdent à la mer.» (Clarence Martin, Waglisla, novembre 1984)*

La Commission admet qu'il est toujours possible que se produise de petits déversements de combustibles ou d'autres substances employées pour le forage, mais s'ils se produisent loin des côtes et en particulier loin des secteurs vulnérables, il n'est guère probable qu'ils causent des dommages majeurs à l'environnement. **La Commission croit que, si l'industrie dispose de l'équipement de prévention des déversements et de nettoyage pendant tous les transferts de substances toxiques et si l'on se conforme à la réglementation gouvernementale régissant ce genre d'activités, le risque que des dommages soient causés à l'environnement est minime.**

Bruits sous-marins

Il est inévitable que les installations de forage et les navires de service employés dans le cadre des opérations de forage d'exploration et de soutien fassent du bruit.

Étant donné que les mammifères marins font appel à l'émission de sons vocaux et à l'ouïe pour communiquer, localiser leurs proies et s'orienter, d'aucuns se sont dits préoccupés par le fait que les bruits émanant de l'installation de forage ou des navires de soutien pourraient les amener à modifier leur comportement ou leur répartition.

Les bruits émanant de la plate-forme de forage sont forts mais ils ne se transmettent pas directement dans l'eau. Le bruit perceptible sous l'eau est considéré comme étant moindre que celui produit par la circulation maritime régulière ou les bateaux de pêche. **La Commission conclut que l'incidence des bruits émanant de l'installation de forage et des opérations de soutien sur les mammifères marins sera minime.**

Plusieurs participants ont évoqué la possibilité que les bruits sous-marins influent sur le frai du hareng. **La Commission croit que, si l'on institue les zones d'exclusion côtières qu'elle recommande, l'incidence des bruits sous-marins sur le frai du hareng sera négligeable.**

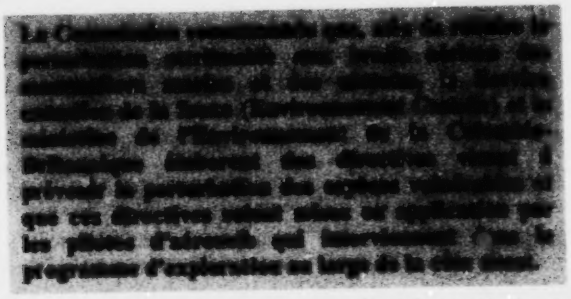
Bruits aériens

Certains participants ont exprimé des préoccupations à l'égard du fait que les bruits émanant des aéronefs auraient une plus grande incidence sur les oiseaux et sur certains mammifères marins que les opérations de forage et la circulation des navires de soutien. Les oiseaux supportent fort mal les bruits venant des aéronefs, surtout ceux des hélicoptères, près des aires de nidification. En Alaska, où ont été effectués la plupart des travaux d'observation à ce jour, les oiseaux de falaise se sont envolés en masse de leurs nids quand un hélicoptère s'en est approché à moins de 180-250 mètres. Ce genre de panique peut donner lieu à des pertes catastrophiques d'oeufs et de petits.

Sur la côte de la Colombie-Britannique, la menace est moins grande en raison du nombre relativement restreint d'oiseaux nichant sur les falaises, des cormorans pélagiques et des marmettes communes surtout. La plupart des oiseaux aquatiques de la Colombie-Britannique nichent dans des terriers. On peut supposer que cette particularité les met quelque peu à l'abri du bruit des aéronefs, mais aucune observation directe n'a été faite en ce sens et aucune observation systématique des oiseaux aquatiques quittant leur terrier ou y demeurant au moment du passage d'un aéronef n'a été faite.

Les baleines, les phoques et les otaries manifestent aussi des signes de perturbation attribuables aux bruits aériens. Encore que les connaissances en ce domaine soient rares, il semble que le simple passage d'un aéronef perturbe moins les mammifères marins que le vol en rond ou les passages répétés. Le degré d'accoutumance aux bruits aériens des mammifères est dans une large mesure inconnu. Les phoques et les otaries supportent particulièrement mal la perturbation au moment de la mise bas. Dérangés par un aéronef volant à basse altitude, les phoques communs désertent les plages en abandonnant leurs petits et il arrive souvent qu'ils ne reviennent pas au même endroit. Ce phénomène peut donner lieu à un taux de mortalité élevé chez les petits.

La Commission conclut que les bruits aériens, et en particulier ceux qui émanent des hélicoptères, sont susceptibles d'avoir une incidence importante sur les oiseaux nicheurs et sur certains mammifères marins.



La Commission suggère que ces directives soient semblables à celles qui sont en vigueur dans la mer de Beaufort et qu'elles comportent les précisions suivantes :

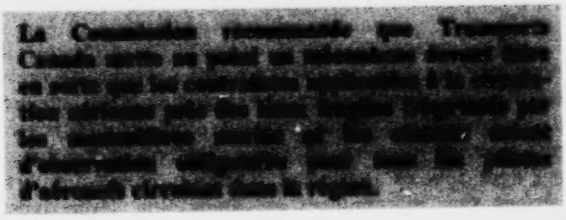
—que les lieux importants pour les oiseaux, les phoques et les otaries, comme les aires de gagnage et les lieux de reproduction, soient portés sur des cartes et que les périodes importantes des cycles de vie soient indiquées;

—que les principales trajectoires de vol des oiseaux soient portées sur des cartes afin que les hélicoptères et autres aéronefs puissent les éviter dans la mesure du possible;

—qu'une zone d'exclusion comportant des limites verticales et horizontales passant au moins à 500 mètres des lieux sensibles soit observée;

—que les bases à terre d'où émanent des bruits attribuables aux aéronefs (bases d'hydravions et pistes d'atterrissage pour hélicoptères par exemple) soient aménagées loin des lieux biologiquement fragiles.

La Commission croit qu'il serait déraisonnable de n'appliquer les contraintes relatives aux aéronefs qu'à l'industrie du pétrole et du gaz.



Éclairage des installations de forage

Plusieurs participants ont exprimé des préoccupations au sujet de la possibilité que des oiseaux meurent après avoir été attirés par les feux d'éclairage de l'installation de forage. Il est bien connu que les feux de divers types sur les structures artificielles attirent et déroutent les oiseaux. En Amérique du Nord, on signale chaque année la mort de millions d'oiseaux qui sont entrés en collision avec des luminaires. Le problème semble se poser avec la plus grande acuité quand le ciel est couvert, soit quand les éléments célestes sur lesquels les oiseaux migrateurs se repèrent sont masqués.

Les quelque deux millions d'oiseaux que l'on retrouve sur la côte ouest ont pour la plupart des moeurs nocturnes; ils restent sur l'océan le jour et font la navette entre le terrier et le large à la tombée du jour et quand il fait noir. Parmi eux, on le sait, les alcidés et les pétrels sont attirés par l'éclairage artificiel la nuit et les anciens Haidas avaient l'habitude de capturer des oiseaux de mer en les attirant à l'aide de grands feux. Un certain nombre d'études ont été faites sur le taux de mortalité des oiseaux de mer attribuable aux navires et aux phares, mais peu d'entre elles traitaient directement des installations de forage en mer. Aucune étude officielle n'a été effectuée dans la région.

Considérant l'incertitude au sujet des effets des luminaires des installations sur les oiseaux et en l'absence de données solides concernant directement la côte ouest, la Commission conclut qu'il est possible que des oiseaux trouvent la mort pour avoir été attirés par les luminaires des installations de forage et qu'il est également possible que certaines espèces soient particulièrement vulnérables en raison de leurs moeurs nocturnes. Les répercussions pourraient être atténuées si l'on dotait les luminaires d'écrans, si l'on utilisait la lumière bleue ou des feux à éclats, pourvu qu'ils soient conformes aux exigences gouvernementales de sécurité et de navigation et qu'ils remplissent les conditions d'ordre opérationnel.

Installation de forage la nuit

[redacted]

Bases à terre

Il faudra prévoir une installation à terre pour assurer le soutien de l'exploration hauturière. Les répercussions possibles sur l'environnement de la présence de bases à terre sont les perturbations attribuables à la circulation aérienne et maritime et les déversements accidentels. **Toutefois, la Commission conclut que, si on les aménage dans des zones industrielles et si on met en application les bons principes de conception environnementale, il est improbable que l'on ait à déplorer des incidences importantes sur l'environnement.**

[redacted]

Encombrement du fond marin

Le Règlement sur le forage de puits de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada stipule que, une fois le forage terminé, le fond marin doit être débarrassé de tout élément susceptible de gêner l'activité d'autres utilisateurs et la Loi sur les pêcheries interdit l'immersion de débris de quelque nature que ce soit.

La réglementation actuelle de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada stipule également que la tête de puits doit être coupée au moins un mètre sous la conduite de boue. Cette exigence semble reposer sur l'hypothèse que le fond marin est partout relativement stable et à l'abri de l'érosion. L'évaluation environnementale initiale de Chevron et l'information factuelle présentée au cours des audiences indiquent que les sédiments pourraient être déplacés sous l'effet de l'érosion attribuable aux courants, en particulier sur les bancs peu profonds du détroit de la Reine-Charlotte.

La Commission conclut que le niveau de coupure de la tête de puits, au-dessous de la conduite de boue, doit être déterminé en fonction de la possibilité de déplacement à long terme des sédiments sur un lieu de forage donné.

[redacted]

Opérations d'exploration et circulation maritime

La circulation maritime dans la région est relativement importante. Il y a la circulation hauturière par l'entrée de Dixon et le détroit d'Hécate et qui a pour points d'origine Prince Rupert et Kitimat, et la navigation côtière, qui est le fait de remorqueurs, de chalands, de traversiers, de navires de croisière, de cargos, de bateaux de pêche et de bateaux de plaisance. On s'attend à ce que la circulation maritime augmente consécutivement à l'expansion des installations portuaires de Prince Rupert.

L'accroissement de la circulation dans une région bien connue pour son climat hostile et la mauvaise visibilité s'accompagnera d'une augmentation des risques de collision avec les installations de forage fixes. À l'heure actuelle, la Garde côtière ne dispose d'aucun système de gestion de la circulation maritime applicable à la région d'exploration.

[redacted]

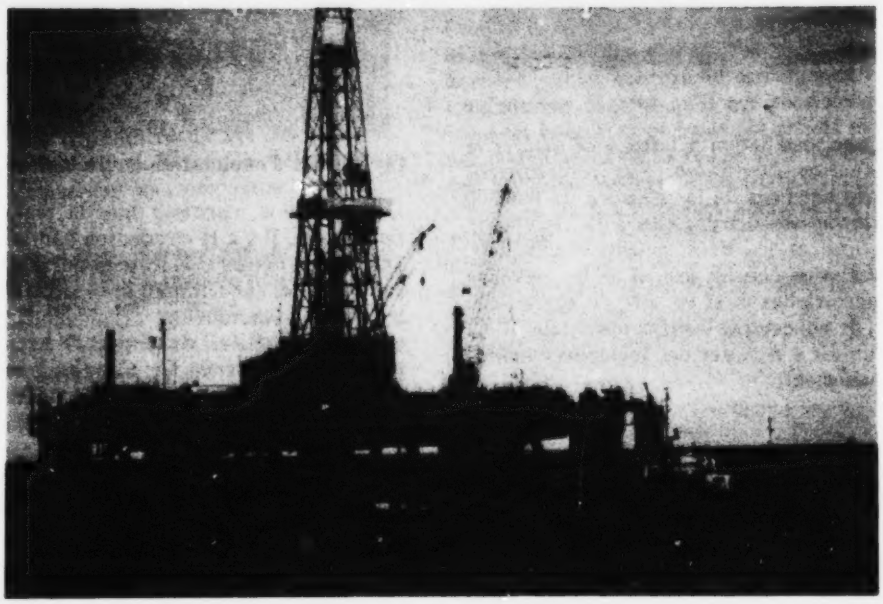


Plate-forme de forage semi-submersible

7. EFFETS SOCIO-ÉCONOMIQUES DES OPÉRATIONS COURANTES

Cette section porte sur les effets socio-économiques des activités d'exploration hauturière sur les résidants de la côte nord de la Colombie-Britannique. Comme il s'agit d'une industrie toute récente, on ignore au juste si ces effets seraient positifs ou négatifs.

Durant les premières années d'exploration, le rythme des activités de forage est incertain et leur importance varie d'année en année.

Dans son évaluation des effets socio-économiques possibles de l'exploration, la Commission a considéré l'ensemble de la période d'activité, des activités initiales d'exploration aux forages de délimitation. Un projet d'exploration comme celui que propose Chevron aurait au début des effets socio-économiques limités qui pourraient devenir graves si le rythme des activités d'exploration devait s'accroître. Il se pourrait également que toute activité cesse si les forages ne donnaient pas de résultats prometteurs. La Commission a tenu compte des deux possibilités.

Dans l'élaboration de ses conclusions et recommandations, la Commission a tenu compte des quatre principes fondamentaux suivants :

i) il faudrait appuyer la structure sociale, la culture, le mode de vie et la hiérarchie traditionnelle des collectivités;

ii) il faudrait chercher à réduire ou à éviter des effets néfastes comme la perturbation sociale, l'inflation et les poussées et retombées inflationnistes;

iii) il faudrait faire en sorte que les collectivités profitent autant que possible des bénéfices liés à l'exploration, au chapitre de l'emploi ou des affaires par exemple; et

iv) les résidants de la région devraient jouer un rôle dans le processus décisionnel en matière de gestion de l'exploration hauturière.

GESTION DES EFFETS SOCIO-ÉCONOMIQUES

Les participants se sont dits inquiets des effets socio-économiques possibles de l'exploration hauturière. Les résidants de la région se rendent bien compte que ces activités risquent de modifier profondément leur mode de vie. Certains croient que ces changements seront positifs en ce sens qu'ils stimuleront l'économie et que les perspectives d'emploi et d'affaires seront meilleures, mais d'autres pensent qu'ils seront négatifs.

VULNÉRABILITÉ AUX EFFETS SOCIO-ÉCONOMIQUES

Dans beaucoup de collectivités côtières, les perspectives économiques sont des plus limitées et le revenu des habitants varie considérablement d'une année à l'autre. Le taux de chômage y est élevé. La région a vu la création et le déclin de nombreuses entreprises locales, mais possède assez peu d'expérience en ce qui concerne les activités menées sur une grande échelle comme les opérations hauturières.

Les résidants de la région sont vulnérables aux impacts environnementaux. Le mode de vie, la culture, l'économie et la structure sociale de la région sont fondés en grande partie sur les ressources marines qu'on y trouve, et notamment sur la pêche commerciale, la récolte domestique des ressources marines, la pêche récréative et les loisirs de plein air. Le tourisme et l'aquiculture, deux activités qui pourraient se développer encore davantage, ont également besoin d'un milieu naturel propre et non pollué. Les résidants craignent que l'exploration hauturière n'entraîne inévitablement des modifications majeures à l'environnement, ce qui aurait des répercussions néfastes sur leur mode de vie, leur santé et leur gagne-pain, ainsi que la survie de collectivités possédant une longue tradition culturelle.

Beaucoup de résidants se sont établis dans la région et y sont restés à cause de son caractère sauvage. Les loisirs de plein air sont un élément important dans leur vie, et la plupart se pratiquent dans le littoral et le long de la côte où l'abondance des oiseaux, des poissons et des mammifères marins leur garantit une expérience unique.

De plus, beaucoup de résidants se sentent vulnérables parce qu'ils ne croient pas être en mesure de prendre part au processus décisionnel. Nombre de gens se sont plaints de ce que des décisions importantes aient été prises dans le passé sans qu'ils y aient part.

La Commission croit qu'il faut trouver des moyens pour veiller à ce que les résidants de la région participent activement à la prise des décisions relatives à la gestion des activités d'exploration hauturières et à leurs effets possibles.

«Les données archéologiques que l'on possède sur la région révèlent premièrement une dépendance continue et heureuse envers les ressources de la mer et deuxièmement la présence de petits établissements-fantômes dispersés et peuplés de gens qui essaient d'assurer leur subsistance par d'autres moyens : l'agriculture, un peu d'élevage, la culture de légumes dans la cour. Rien de cela ne marche. La pêche est vraiment la seule industrie qui puisse marcher ici.» (Jennifer Carpenter, bande heiltsuk, Waglisla, septembre 1985)

«Au village, nous nous inquiétons beaucoup de ce qui se passe. Notre vie est tombée entre les mains d'une puissance supérieure. Nous ne sommes plus capables de prendre les décisions qui nous concernent.» (Marina Jones, Masset, novembre 1984)

PROGRAMMES DE CONTRÔLE ET PROGRAMMES SOCIO-ÉCONOMIQUES

Les effets socio-économiques de l'exploration hauturière, comme les perspectives d'emploi et d'affaires, devraient augmenter à mesure que les activités s'intensifieront. Cependant, la distribution et l'importance de ces effets pourraient varier beaucoup selon les collectivités, compte tenu de la proximité de la zone d'activité, de la compétence de la main-d'oeuvre locale, et de la possibilité de trouver d'autres emplois.

L'un des problèmes majeurs soulevés au cours des audiences est l'effet cumulatif des activités d'exploitation des ressources dans la région, qui est encore inconnu à ce jour. Beaucoup de participants estimaient que l'exploration hauturière n'était guère susceptible, surtout les premières années, de s'accompagner d'incidences néfastes, mais que, associée à d'autres activités, poursuivies dans la même région pendant un certain temps, elles pourraient contribuer à l'apparition de répercussions cumulatives non négligeables.

Étant donné qu'ils auront à subir les effets socio-économiques de l'exploration hauturière, les résidants de la région constituent la meilleure source d'information concernant ces effets et leur incidence positive ou négative sur les collectivités. Au cours des réunions, les participants se sont dit d'avis que les données socio-économiques sur leurs collectivités recueillies par des organismes de l'extérieur étaient soit fausses, soit incomplètes. Il semble donc approprié de confier aux collectivités un rôle important dans le contrôle des effets socio-économiques de l'exploration hauturière et dans la conception des mesures appropriées destinées à atténuer ou à limiter ces effets.

Les collectivités pourront contrôler les effets socio-économiques de l'exploration hauturière et faire face aux importants changements qui en découleront dans la mesure où elles disposeront des ressources nécessaires. Or, à l'heure actuelle, ces ressources font défaut.

La Commission conclut que pour bien comprendre les effets socio-économiques possibles des activités d'exploration hauturière, il faut contrôler ces effets et permettre aux collectivités de jouer un rôle important dans le programme de contrôle.

La Commission conclut également qu'il faut aider les collectivités à exercer cette importante fonction.

ATTENTES

Que les changements prévus se produisent ou non, les résidants agiront en fonction de leur perception du projet. S'ils devaient se montrer trop optimistes, certains pourraient se préparer prématurément à postuler des emplois ou investir dans des opérations commerciales. Par contre, s'ils étaient trop pessimistes, d'autres pourraient réagir exagérément au moindre changement ou vivre dans l'anxiété en attendant des changements qui ne viendraient jamais. S'ils recevaient l'information voulue sur les activités en cours et prévues de l'industrie pétrolière, les résidants pourraient adapter leurs attentes et leurs projets à la réalité. **La Commission conclut qu'il faut absolument prévoir des programmes d'information et d'éducation du public avant et pendant les activités d'exploration hauturières.**

«...Eh bien j'aimerais qu'on fasse une plus grande place à la participation locale. Nous avons une expérience immémoriale de notre région et je pense qu'on pourra collecter beaucoup plus d'information au niveau local, entre autres choses...» (Lynn Hill, Hartley Bay, novembre 1984)

«...Je m'oppose fortement à tout forage près ou loin de l'endroit où je vis, je m'y oppose fortement pour la simple raison qui m'amène à me prononcer ici, j'ai peur, je ne sais pas ce qui m'attend... (Ernest Jackson, Kitkatla, novembre 1984)

«Nous tenons ... à ce que les habitants de la région reçoivent la bonne information au lieu de la mauvaise. Et je pense que nous avons jusqu'ici communiqué de façon très ouverte avec le public tout au long du programme.» (Pat Haines, Chevron, Alert Bay, septembre 1985).

AVANTAGES ÉCONOMIQUES POUR LA RÉGION

Certains participants croient que l'exploration hauturière pourrait entraîner la diversification et l'expansion de l'économie de la côte nord. Cependant, on souhaite que les activités actuelles et futures d'exploitation des ressources renouvelables ne soient pas menacées.

En vertu des règlements de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, toute entente d'exploration conclue avec un exploitant comporte un Plan de retombées au Canada par lequel l'exploitant est incité à atteindre certains objectifs en matière d'emploi et d'achat au Canada, mais non nécessairement au niveau local. Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique est d'avis que l'économie locale devrait profiter au maximum du projet.

La Commission conclut que l'expansion des activités d'exploration pourrait rapporter des bénéfices à long terme, mais que les travaux d'exploration initiale ne devraient offrir que de perspectives d'emploi et d'affaires peu nombreuses et à court terme. En outre, c'est la base côtière qui retirerait sans doute la plupart des bénéfices en question. Si les activités d'exploration devaient prendre de l'expansion, la région pourrait vraisemblablement profiter davantage du projet, et la conservation des avantages économiques retirés deviendrait alors une priorité. En outre, le gouvernement et l'industrie devraient veiller à ce que les résidants de la région aient une perception réaliste des perspectives économiques limitées qu'offre un programme initial d'exploration de petite envergure.

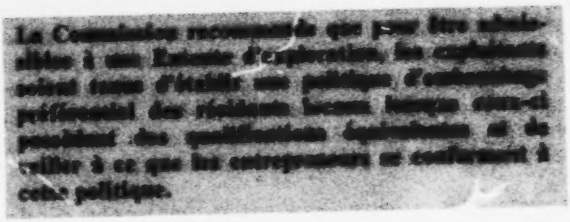
EMPLOI

Certains résidants se sont montrés intéressés par les perspectives d'emploi liées à l'exploration. Ils ont souligné la nécessité de créer des emplois étant donné le haut taux de chômage que connaît la côte nord et la rareté des emplois. Cependant, il est clair que seule la découverte de ressources exploitables sur le plan commercial permettrait la création d'emplois permanents additionnels.

La plupart des activités d'exploration sont menées par des entrepreneurs qui fournissent leur propre matériel et leur propre personnel hautement spécialisé. Néanmoins, certains des emplois à la base côtière, à bord des navires d'approvisionnement ou sur la plate-forme de forage n'exigent aucune spécialisation et pourraient être occupés par des travailleurs locaux. D'autres emplois pourraient également être créés au sein des entreprises locales d'approvisionnement en biens et en services. Chevron estime que les activités initiales d'exploration devraient produire un total de 50 années-personnes environ (emplois directs, indirects et induits) et que la plupart des postes en question seraient temporaires. En outre, on ignore si Chevron et ses entrepreneurs accorderaient la préférence aux résidants locaux.

«L'exploration et le développement hauturier doivent tenir compte de l'importance économique d'autres activités comme la pêche commerciale et le tourisme, ainsi que de la nécessité de les préserver et de les protéger.» (Alderman Detlef Beck, district de Kitimat, Kitimat, septembre 1985)

La Commission conclut qu'il faudrait chercher à maximiser les bénéfices au chapitre de l'emploi sur le plan local. Compte tenu de ce principe de base, la Commission juge donc essentiel que le gouvernement et l'industrie fassent en sorte que les résidants aient la priorité en ce qui concerne les emplois liés à l'exploration.



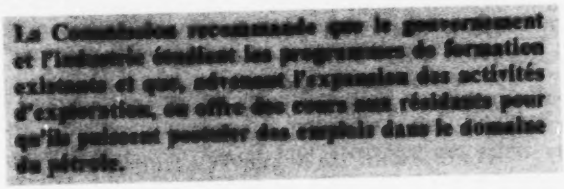
«...je ne crois pas que les gens aient des attentes irréalistes au chapitre de l'emploi, et certainement pas dans le domaine des emplois spécialisés, à moins que certaines personnes de la région ne possèdent déjà les qualifications requises». (Bob Durie, Énergie, Mines et Ressources pétrolières, Victoria, octobre 1985)

«L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada demande qu'une partie de la force de travail et qu'une partie des sommes engagées soient canadiennes ou d'origine canadienne. Nous n'exigeons pas qu'elles viennent d'une région donnée; nous suggérons l'embauchage de la population locale, et beaucoup de compagnies ont élaboré des programmes fort efficaces dans ce sens.» Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (Bob Hornal, Alert Bay, septembre 1985)

Formation

Certains résidants voudraient que la population locale puisse suivre des cours en vue de postuler des emplois. Cependant, étant donné le petit nombre d'emplois de débutant non spécialisés, l'incertitude qui plane sur tout le projet et le caractère limité des activités initiales de Chevron, il serait préférable pour le moment que les résidants n'entreprennent aucune formation en vue d'obtenir un emploi dans l'industrie pétrolière en haute mer.

Toutefois, si le forage donnait des résultats satisfaisants et entraînait l'expansion des activités d'exploration, le nombre et la durée des emplois pourraient augmenter. L'industrie offre divers cours de formation dans le domaine de l'exploitation pétrolière et une partie des cours consiste en stages d'apprentissage. En outre, certains programmes comme la formation en fonctions d'urgence maritime, pourraient être intégrés aux programmes des collèges communautaires ou d'enseignement professionnel de la Colombie-Britannique.

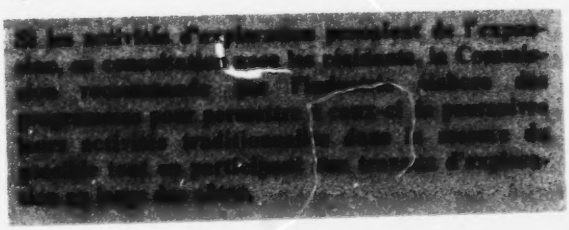


Pénurie de travailleurs spécialisés

Si on se fie à ce qui s'est passé ailleurs, on pourrait connaître une pénurie de travailleurs dans certains métiers ou domaines d'occupation si le personnel des entreprises locales passait à l'emploi de l'industrie pétrolière. Le problème se pose tout particulièrement lorsque les activités d'exploration coïncident avec la haute saison de la pêche, de la foresterie, du tourisme ou d'autres industries locales. Cependant, il est peu probable qu'on ait à y faire face dans le cadre des activités initiales d'exploration. Les quelques emplois temporaires et non spécialisés générés par l'exploration hauturière ne devraient pas attirer les travailleurs à temps plein spécialisés. Cependant, si les activités d'exploration devaient prendre de l'expansion, la compétition pourrait se faire sentir dans certains domaines.

Modes de vie traditionnels

Si les activités d'exploration devaient prendre de l'expansion, les résidants des petites collectivités de la région pourraient se voir offrir des emplois. Les travailleurs hauturiers passent généralement plusieurs semaines en mer après quoi ils bénéficient de quelques semaines de congé. Dans le nord du Canada, l'industrie pétrolière fournit aux populations locales une source additionnelle de revenus grâce à divers programmes de formation sur place, d'apprentissage, de partage des emplois et d'horaire souple.



ACHATS LOCAUX

Les achats de biens et de services à l'appui des activités d'exploration hauturière débuteraient au moment de l'exploration sismique et deviendraient plus importants à mesure que ces activités prendraient de l'expansion. Cependant, dans le cadre du programme initial d'exploration proposé par Chevron, les achats locaux de biens et de services seraient limités. Les entreprises locales pourraient fournir le logement, la nourriture et le transport terrestre nécessaires au moment des changements d'équipes et assurer l'approvisionnement des travailleurs de la plate-forme de forage, des navires et de la base côtière. Elles pourraient aussi fournir des carburants, lubrifiants, matériels de forage et autres aux entrepreneurs, en plus peut-être d'exploiter des navires d'approvisionnement, des remorqueurs et des hélicoptères.

Les entreprises de la région sont intéressées à obtenir des contrats d'approvisionnement, mais craignent que les fournisseurs locaux ne soient mis de côté ou incapables de faire face à la concurrence des fournisseurs étrangers d'expérience. Elles suggèrent qu'on accorde la préférence aux fournisseurs locaux au moment d'accorder les contrats d'approvisionnement.

La Commission conclut que pour permettre aux résidants de tirer le plus d'avantages possibles des activités d'exploration on devrait faciliter la participation des entreprises locales dans la fourniture des biens et services par tous les moyens.

La Commission recommande que pour être admissibles à une Entente d'exploration, les exploitants soient tenus d'élaborer une politique accordant la préférence aux fournisseurs locaux de biens et de services, et de veiller à ce que les entrepreneurs se conforment à cette politique.

EFFETS SUR LA COLLECTIVITÉ

Les premières années du programme d'exploration ne devraient guère modifier la taille, la composition ou la distribution de la population dans la région puisque la plus grande partie des activités d'exploration seraient sans doute confiée à des travailleurs de l'extérieur renvoyés chez-eux après leur période de service. Cependant, si les activités d'exploration devaient prendre de l'expansion, les éventuels changements qui en résulteraient pourraient amener une demande accrue de services sociaux et communautaires et d'infrastructure, surtout à la base côtière.

SERVICES SOCIAUX ET COMMUNAUTAIRES

L'exploration hauturière constitue l'une des nombreuses activités en cours, terminées ou prévues dans la région avec, par exemple, le terminus du gaz naturel liquide, le port céréalier et le charbon du nord-est et du nord-ouest. Ces projets touchent plus particulièrement la région de Prince Rupert. D'après certains participants, ces activités ont incité les jeunes travailleurs non spécialisés à se rendre dans la région de Prince Rupert dans l'espoir de trouver du travail. Beaucoup sont encore au chômage et les services locaux d'aide sociale font donc face à une demande accrue. Le taux relativement élevé de chômage en Colombie-Britannique et les espoirs irréalistes suscités par l'exploration hauturière pourraient amener encore plus de gens dans la région de Prince Rupert. Ailleurs où d'importants projets du genre ont été menés, des programmes d'information et des politiques d'embauche ont été conçus pour atténuer ce problème. Les collectivités devraient contrôler cette immigration et, en collaboration avec le gouvernement et l'industrie, mettre sur pied des programmes et politiques similaires au besoin.

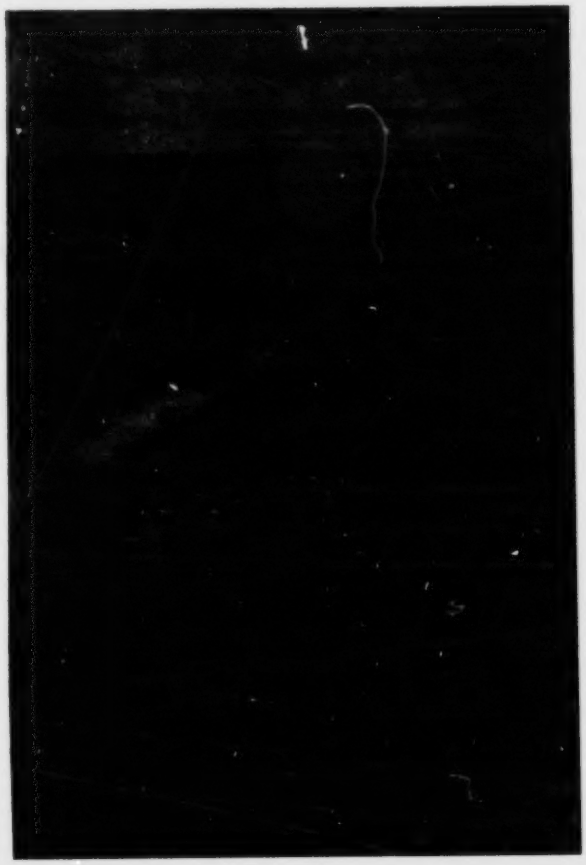
On pourrait aussi assister à une certaine redistribution de la population dans la région, surtout si les activités d'exploration prenaient de l'expansion. Les jeunes pourraient quitter les petites collectivités de la côte pour se rendre dans les bases côtières travailler pour l'industrie. Ces collectivités verraient donc leur population diminuer et disposeraient de moins d'argent pour les infrastructures et les services, ce qui nuirait au bout du compte à leur équilibre et à leur viabilité. Les collectivités devraient contrôler ces mouvements et, au besoin, élaborer des stratégies pour en atténuer les effets, en collaboration avec le gouvernement et l'industrie.

Port Simpson

INFRASTRUCTURE

Chevron croit que Prince Rupert aurait les installations requises pour répondre à ses besoins en matière de quais, d'entrepôts et de chantiers. De plus, il se peut que dans le cadre des opérations de forage d'exploration on ait recours à un certain nombre de services locaux comme l'approvisionnement en eau, le traitement des eaux usées, l'élimination des déchets solides, l'élimination des déchets de forage et le transport par route, par rail et par air. Cependant, si on devait passer à l'étape du développement, la base et le terminus d'approvisionnement devraient certainement être relocalisés ailleurs sur la côte. À l'étape de la production, les bases côtières comptent généralement un point d'arrivée de pipeline, un terminus et un bureau d'administration.

«...faut-il alors que les petits centres perdent une partie de leur population au profit des centres urbains qui profiteraient seuls des nouveaux emplois créés, et cela ne risque-t-il pas de nuire à leur viabilité? Il faut un certain nombre de personnes pour faire fonctionner une école, pour maintenir les services nécessaires à la collectivité, et il ne s'agit pas d'une seulle collectivité...» (M. Anderson, Hartley Bay, novembre 1984)



Côte est, Île de Graham, Îles de la Reine Charlotte

Durant les activités d'exploration, l'infrastructure et les services sociaux et communautaires de la base côtière ne devraient guère être mis à contribution étant donné que la plus grande partie des travailleurs habiteraient sans doute à l'extérieur de la base. On pourrait à l'occasion avoir recours aux services hospitaliers si des travailleurs se blessaient, ainsi qu'aux services sociaux et communautaires si les travailleurs restaient dans la région entre leurs périodes de service. De plus, l'aéroport de Prince Rupert pourrait être plus achalandé.

Les demandes d'infrastructure et de services auprès des autres collectivités seraient négligeables. Toutefois, Port Hardy et Sandspit, en tant qu'aires d'atterrissage d'urgence pour hélicoptères, pourraient devoir réparer leurs installations. De plus, on pourrait entreposer du matériel de lutte contre les effets des déversements de pétrole à certains endroits le long de la côte. L'exploitant serait vraisemblablement chargé d'assurer les services nécessaires à ces endroits.

8. ÉRUPTIONS

Au cours de l'examen, le public a manifesté la plus vive inquiétude quant à la possibilité d'une éruption importante de pétrole. La Commission conçoit qu'il s'agit d'une question importante et admet qu'un tel accident constituerait la plus grave menace environnementale associée à l'exploration pétrolière en mer.

Dans cette section, la Commission étudie les causes des éruptions, les techniques utilisées pour les prévenir ainsi que leur incidence et leur probabilité. Les recommandations sont destinées à réduire la fréquence des éruptions et à en atténuer les effets.

TECHNIQUES DE CONTRÔLE DES PUITS

On contrôle les puits grâce à la colonne de boue alourdie du trou de forage. Lorsque la colonne de boue n'est plus sous contrôle et qu'il y a un risque d'éruption, le bloc d'obturation monté sur la tête de puits du fond sert de dispositif de protection.

BOUE

Quand la pression de la formation poreuse et perméable en forage n'est pas maintenue à un niveau suffisant, le liquide pressurisé contenu dans cette formation et constitué de gaz, d'huile ou d'eau pénètre dans le puits et remonte à la surface. Normalement, pour maintenir la pression voulue, on fait passer une colonne de boue dans le puits afin d'exercer une surpression suffisante à la surface de la formation. On annule ainsi la pression naturelle dans la formation, ce qui retient les fluides à l'intérieur. Les boues de forage varient en densité et en composition; certaines sont presque liquides et d'autres ont une densité de 2.0 ou plus. Les boues de forage contiennent du bentonite en suspension colloïdale plus des alourdissants comme la barytine et d'autres additifs possédant des propriétés particulières.

Dans une colonne de boue de forage, les pertes de surpression peuvent se produire de deux façons.

D'abord, le trépan peut pénétrer dans une formation poreuse et perméable à pression étonnamment élevée dont les fluides peuvent projeter la colonne de boue hors du puits. Ce phénomène se produit rarement car, même dans les régions encore jamais explorées, on connaît généralement bien les caractéristiques de pression des formations suite à diverses études géologiques, et on conçoit les programmes de boues de forage et de cuvelage en conséquence. Sur la côte ouest on connait évidemment bien toutes les caractéristiques de la pression dans les formations et les programmes de boues de forage et de cuvelage en tiendront compte. Si on craignait de perdre le contrôle d'un puits parce que la pression rencontrée était plus forte que prévue, il faudrait alourdir la boue pour rétablir l'équilibre.

Nettoyage — Déversement Alert Bay

> *«rester là, dans la faible lumière de l'aube et voir cette horrible nappe noire s'avancer en silence tandis que les gens vaquent à leurs occupations matinales sans se douter qu'elle s'en vient. Et elle avance inexorablement, il est impossible de l'arrêter, elle vient avec la marée. Et elle s'étend, s'étend et s'étend. Un vrai cauchemar. Mais ce qui m'a vraiment inquiétée, c'est ce que j'ai vu après, ce qui a été rejeté après sur le rivage, la mort, les oiseaux morts» (Dorothy Shuker, Alert Bay, novembre 1984)*

La perte de pression peut aussi se produire lorsque le trépan pénètre dans une zone de «fuite» à basse pression d'où la boue s'échappe dans la formation. Il y a perte de circulation lorsque la boue annulaire cesse de revenir en surface. La pression de la colonne se trouve alors réduite, ce qui permet aux fluides à pression supérieure des autres zones de pénétrer dans le puits et d'en expulser le reste de la boue. Lorsque la boue s'échappe dans une zone de «fuite», on peut sceller la zone en ajoutant des additifs à la boue, comme des coquilles de noix, des pneus déchiquetés ou des coques de grain. La colonne retrouve alors le volume et le poids requis.

L'expulsion de la colonne hors du trou n'entraîne pas nécessairement un désastre.

BLOC D'OBTURATION

Lorsque la boue ne permet pas de maintenir la surpression voulue pour contenir le pétrole dans le puits, le bloc

d'obturation offre un moyen de contrôle supplémentaire. Le bloc d'obturation est installé sur la plus petite tête de tubage du fond marin.

Les obturateurs servent à sceller des espaces annulaires ou des trous non tubés. Une fois fermés, ils sont conçus pour supporter toute pression subséquente dans le puits. Ils sont contrôlés à partir du plancher de l'installation de forage par le maître-sondeur qui transmet de fortes pressions hydrauliques au bloc par l'entremise de petits tubes. Un second dispositif complet est prévu pour plus de sécurité. Le bloc d'obturation et son fonctionnement sont décrits en détail à la section 6.

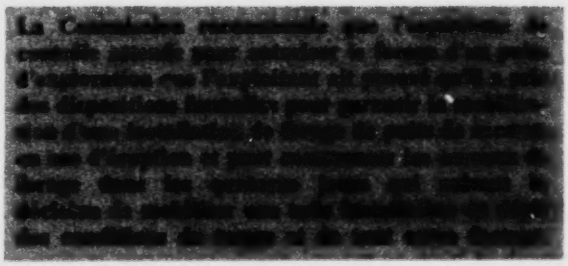
En cas d'éruption, s'il est impossible de reprendre le contrôle du puits grâce aux obturateurs et à la boue, on peut devoir faire appel à des spécialistes qui prendront des mesures spéciales ou installeront du matériel spécial pour réduire le déversement ou tuer le puits. Dans certains cas, on peut reprendre le contrôle du puits lorsque celui-ci s'engorge naturellement de débris ou de roches. Enfin, quand tous les autres moyens ont échoué, il faut forer un puits de secours.

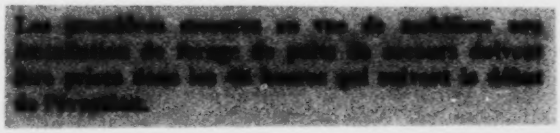
PUITS DE SECOURS

Comme on étudie toujours soigneusement la profondeur et la position du puits d'exploration, il est possible de faire venir une installation de forage complète d'ailleurs, de la placer dans un endroit sûr près du puits soufflant et, par forage dirigé, de forer un nouveau puits qui ira rejoindre le puits original à l'endroit où il pénètre dans la formation ou à proximité. On peut alors injecter de la boue lourde et du ciment dans le puits de secours pour tuer le puits en éruption. Il faut beaucoup plus de temps pour forer un puits de secours qu'un puits ordinaire.

Compte tenu des ressources disponibles et à une vitesse moyenne de 5 à 6 noeuds, Chevron a indiqué qu'il faudrait de 7 à 14 jours pour mobiliser une installation de forage de puits de secours et pour l'installer.

La Commission croit qu'il faut prendre des dispositions formelles pour garantir la disponibilité d'une installation de forage de puits de secours pouvant être installée sur les lieux d'une éruption dans un délai donné.





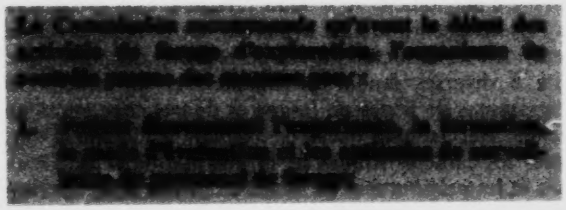
INCIDENCE ET PROBABILITÉ

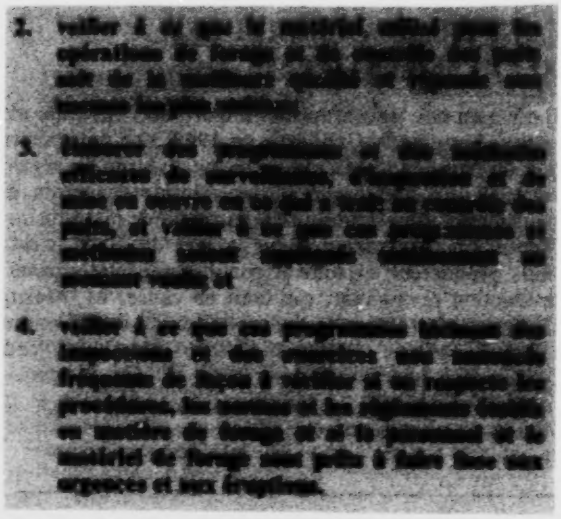
Les éruptions graves sont chose rare. Des milliers de puits en haute mer ont été forés partout dans le monde à des fins d'exploration, de délimitation et de développement et les statistiques indiquent que l'incidence des éruptions est d'environ 1 sur 3 000. De plus, le volume du pétrole déversé est habituellement faible.

Les éruptions sont le résultat d'erreurs humaines ou de pannes de matériel dues à des erreurs humaines. Comme nous l'avons vu, le matériel de forage moderne est doté de systèmes d'urgence et la marge de sécurité est importante. Les pannes surviennent généralement à la suite d'une installation, d'une inspection, d'une utilisation ou d'un entretien non adéquats.

Les études confirment que la plupart des éruptions sont dues à des erreurs humaines; un travailleur fait un mauvais mouvement, par inattention ou par panique, la planification est inadéquate ou confiée à une personne incompétente, ou on prend trop de risques par paresse ou par suffisance. Le matériel lui-même est rarement en faute. Il arrive que le personnel soit mal choisi ou qu'il ne possède pas la formation, l'expérience, les connaissances ou les aptitudes nécessaires pour prendre les mesures voulues en cas de danger ou pour installer, faire fonctionner ou maintenir le matériel correctement. Enfin, la gestion et la surveillance peuvent être inadéquates et les règlements gouvernementaux mal appliqués.

La Commission conclut que la meilleure façon de prévenir une éruption est de porter une attention soutenue à la formation, à l'expérience et à la compétence des exploitants et des responsables de la réglementation, et d'utiliser le matériel le meilleur et le plus moderne. Comme une éruption importante pourrait avoir des conséquences graves, l'organisme de contrôle ne doit pas prendre pour acquis que les exploitants et le personnel de forage possèdent la formation et l'expérience voulues, ni que le matériel est installé et utilisé correctement.





ÉRUPTIONS DE GAZ À CONDENSAT

Les colonnes de pétrole, moins lourdes que les colonnes de boue, peuvent servir à contrôler en partie les formations productives. Les colonnes de pétrole exercent une pression considérable bien qu'inférieure à celle des colonnes d'eau. En cas d'éruption de gaz à condensat, cependant, le condensat se présente sous forme gazeuse et ne se liquéfie qu'au moment où sa température et sa pression baissent tandis qu'il monte dans le puits jusqu'à la surface. La colonne située dans le puits, constituée essentiellement de gaz, n'exerce pour ainsi dire aucune pression sur la formation productive. Les éruptions de gaz à condensat, sans force de reflux, sont donc plus soudaines et plus rapides que les éruptions de pétrole.

Les liquides condensés sont invariablement très légers d'alcane d'hydrocarbure aromatique. Très toxiques pour certains biotes, ces produits s'évaporent toutefois rapidement. Lorsque le gaz et les liquides contiennent de l'hydrogène sulfuré, le gaz «acide» qui en résulte est fortement toxique pour toutes les formes de vie, et on peut être obligé de mettre le feu au condensat. Par ailleurs, les éruptions de pétrole (avec gaz) et les éruptions de gaz (avec condensat) sont assez semblables, notamment quand il s'agit de contrôler et de tuer le puits. Bien entendu, les éruptions de gaz sont beaucoup moins dommageables pour l'environnement que les éruptions de pétrole.

DÉVERSEMENTS PROVENANT DE NAVIRES PÉTROLIERS

Toute éruption de pétrole en haute mer entraînant le déversement de grandes quantités de pétrole dans le milieu marin a bien entendu de graves conséquences. Le pétrole déversé par un navire pétrolier pourrait aussi causer énormément de dommages à l'environnement. Si les deux types d'incidents présentent quelques similitudes, ils offrent aussi d'importantes différences, surtout les premiers jours. Les éruptions de pétrole libèrent du pétrole brut non altéré contenant des gaz à haute pression et des fractions légères, tandis que le pétrole qui se trouve à bord des pétroliers a déjà été traité et débarrassé de ces fractions légères. Par conséquent, le pétrole déversé par un pétrolier a un comportement fort différent du pétrole provenant d'une éruption. Le pétrole libéré par une éruption ne produit pas de nappes aussi épaisses ni aussi importantes que le pétrole d'un pétrolier. Celui-ci est visqueux et il s'écoule lentement, sans pression, tandis que

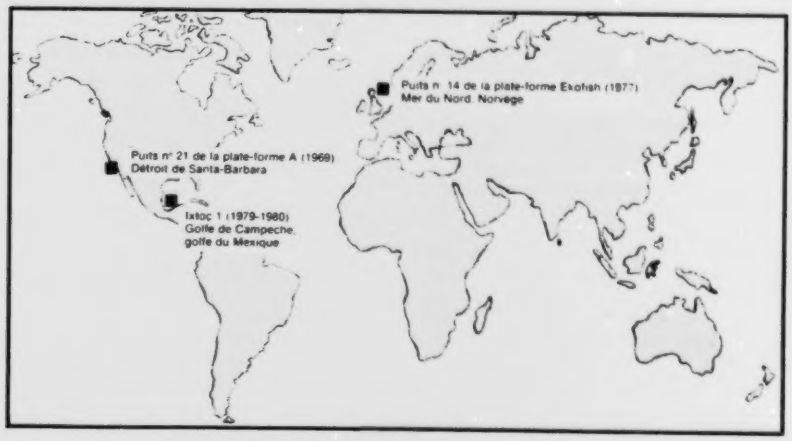


Figure 9: Éruptions représentatives

le premier a habituellement un débit constant, sous forte pression, à grande profondeur et en compagnie d'un important volume de gaz. Il se mélange donc par turbulence à la colonne d'eau et produit des nappes plus minces, plus dispersées. En outre, les déversements de pétroliers se produisent souvent à proximité du rivage, à des endroits imprévisibles, tandis que les éruptions se produisent à des endroits donnés, le plus souvent au large des côtes.

Comme le pétrole provenant d'un pétrolier et celui provenant d'une éruption ont des comportements différents les premiers jours, leurs effets sur l'environnement sont aussi différents et il faut prévoir des mesures d'urgence et des contre-mesures différentes pour y faire face.

ÉRUPTIONS ANTÉRIEURES REPRÉSENTATIVES

Il n'y a eu que trois éruptions importantes en haute mer : une au large de la Californie en 1969, une autre dans la mer du Nord en 1977 et la troisième au large du Mexique en 1979. En Californie, il s'agissait de l'éruption d'un puits de développement foré à partir d'une plate-forme de production permanente. Dans la mer du Nord, c'est un puits producteur exploité à partir d'une plate-forme de production permanente qui était en cause. Au Mexique, l'éruption s'est produite durant le forage de délimitation effectué à l'aide d'un semi-submersible. Les encadrés contiennent une brève description de ces incidents et montrent comment les éruptions se produisent et quel volume de pétrole peut être libéré.

Plate-forme A, puits n° 21, détroit de Santa Barbara, Californie 1969

On était en train de procéder au forage d'un puits de développement, par 57 m d'eau, à partir de la plate-forme permanente «A» de la Union Oil Company près de Carpenteria, en Californie. Le puits avait atteint une profondeur de 1044 mètres quant une éruption se produisit. Un tubage de 340 mm (13 3/8 po) était cimenté à 71 mètres sous le fond marin. On était en train de tirer la tige de forage quand une émulsion de boue et d'hydrocarbures commença à s'écouler de la tête de puits. Les soupapes d'obturateur se trouvaient au niveau de la plate-forme, pas au fond de la mer. Les mâchoires pleines furent fermées pour cisailler la tige de forage qui s'enfonça dans l'orifice moins de quinze minutes après le début de l'éruption. La pression se déchargea dans des formations à la surface du fond marin, autour de l'orifice, en raison de la faible profondeur du tubage, et le pétrole et le gaz se répandirent immédiatement sur le fond marin autour du puits. La tige perdue fut repêchée et raccordée en descendant du matériel sous pression à travers le bloc à obturation. Une injection massive de boue réduisit l'écoulement. Lorsqu'il ne subsista presque plus rien des bulles du fond marin, le puits fut cimenté. On en était au douzième jour après l'éruption.

Le suintement reprit peu après. On put en venir à bout en retirant le ciment par forage, en réinjectant de la boue et du ciment et en activant les puits voisins ainsi que celui où l'éruption s'était produite pour faire baisser la pression. Le suintement, quoique réduit, persista encore quatre mois. Quelque 60 000 barils d'hydrocarbures furent perdus; une vaste nappe s'était formée. Dix kilomètres de rivage furent souillés. L'éruption libéra d'abord du gaz, puis ensuite et surtout du pétrole. Il ne fut pas nécessaire de forer un puits de secours, ce qui, de toute façon, n'aurait probablement pas été faisable.

Cet accident se produisit aux premiers jours du forage hauturier et fut la cause d'importantes modifications au niveau des modèles et des techniques, modifications parmi lesquelles il faut ranger l'emploi de tubages plus profonds et mieux conçus.

PLATE-FORME EKOFISK, PUITS n° 14, CHAMP EKOFISK, MER DU NORD, NORVÈGE, 1977

On était en train de parer ce puits producteur à subir des réparations après avoir introduit une colonne de fluide de forage pour le désactiver. Quand le puits sembla être devenu inactif sous l'effet de la colonne de boue, l'ensemble de soupapes et de vannes appelé «arbre de Noël» fut enlevé et un obturateur à piston fut mis en place. Le puits laissa immédiatement filtrer du pétrole et du gaz par l'obturateur. Malheureusement, les pistons de l'obturateur n'avaient pas la bonne taille pour la tige introduite rapidement dans le trou et de plus l'obturateur avait été installé à l'envers, ce qui gênait les tentatives de désactivation. Finalement, la maîtrise du puits fut reprise huit jours après l'éruption. Toute cette période fut marquée par des conditions météorologiques défavorables qui compliquaient l'accès à l'installation. Quelque 160 000 barils de pétrole furent répandus dans la mer du Nord et on en récupéra fort peu. L'exploitant affirma que 50 p. 100 au moins s'étaient évaporés dans les douze heures suivant la fuite. Une vaste nappe s'était formée. On avait envisagé de forer un puits de secours mais rien de concret ne fut fait en ce sens.

L'accident était attribuable à une mauvaise utilisation de l'équipement, et notamment à l'installation incorrecte de l'obturateur et à l'emploi de pistons qui n'avaient pas la bonne taille. L'intervention consécutive à l'éruption fut gênée par les mauvaises conditions météorologiques.

IXTOC 1, DÉTROIT CAMPECHE, GOLFE DU MEXIQUE, MEXIQUE, 1979-1980

La seule éruption d'importance majeure à survenir à bord d'une installation semi-submersible forant un puits de délimitation de type exploratoire se produisit le 5 juin 1979. Il s'agissait d'un événement exceptionnel qui dépassait largement en gravité les autres éruptions en milieu marin. La maîtrise finale du puits ne fut reprise que le 25 mars 1980.

Le 3 juin, l'installation semi-submersible SEDCO 135F forait à 3 657 mètres de profondeur; le tubage de production de 244 mm (9 5/8 po) était cimenté à 3 627 mètres. Le bloc d'obturation était en place sur le fond marin, par 52 mètres d'eau. La circulation de fluide de forage fut tout à coup complètement perdue et on passa deux jours à essayer consciencieusement de la rétablir à l'aide de fluides appropriés.

À ce moment, le train de tiges de forage fut tiré, mais lorsque les masses-tiges parvinrent au niveau de l'obturateur, l'écoulement commença. Les obturateurs annulaires furent refermés sur les masses-tiges, l'écoulement s'accrût à l'intérieur de ces dernières, qui commencèrent à s'élever. Le cisaillement des parois épaisses des masses-tiges se révéla impossible; l'écoulement s'enflamma et l'équipage fut évacué. Tout le matériel de forage standard s'effondra; l'installation fut arrachée de son emplacement et sabordée, mais, heureusement, le bloc d'obturation demeura intact sur le fond marin. Un grand feu continua de brûler en surface et réduisit le volume du pétrole qui avait fui.

Une émulsion composée de 60 p. 100 d'eau et de 40 p. 100 de pétrole se forma à moins de 150 mètres du feu. Une nappe de pétrole d'un kilomètre de largeur et de un à trois millimètres d'épaisseur s'étendait à deux kilomètres du feu, sous le vent. Quelque 30 p. 100 du pétrole furent consumés. Le 12 juin, il s'était formé une nappe de 180 kilomètres de longueur et de 80 kilomètres de largeur qui se déplaçait vers l'ouest.

Le 26 juin, on avait obtenu un certain succès dans une tentative pour actionner les vannes de l'obturateur; des plongeurs avaient réussi à fixer quelques boyaux hydrauliques à ce dernier. On obtint une réduction de l'écoulement, mais des fluides se mirent immédiatement à fuir autour de la tête de puits, sur le fond océanique. On croit que ce phénomène pouvait être la conséquence d'une rupture à faible profondeur du tubage cimenté.

À ce moment, le forage d'un puits de secours commença. On tentait en même temps d'employer d'autres méthodes pour mettre un terme à l'éruption. On obtint ainsi une réduction de l'écoulement, qui passa de 30 000 à 10 000 barils par jour. Ceci dit, une fois que le fluide se fut mis à fuir autour de la tête de puits, la seule méthode de contrôle vraiment efficace consistait à forer un puits de secours.

Deux puits de secours furent forés, le second donnant des résultats positifs. Le forage commença le 2 juillet et la jonction avec le puits entré en éruption survint le 20 novembre 1979. Après une longue période consacrée à injecter du fluide dans le puits de secours, la maîtrise d'Ixtoc 1 fut finalement reprise le 17 mars 1980. Il fut bouché et abandonné le 25 mars 1980.

Du début à la fin, l'opération dura 281 jours. On estime à 3 500 000 barils la quantité de pétrole déversée en mer.

L'emploi incorrect d'obturateurs à piston et le recours exclusif aux obturateurs annulaires sont peut-être à l'origine de ce très grave sinistre. Les pistons de tige ne sont pas conçus pour se resserrer sur les masses-tiges et ils ne peuvent les cisailler; en outre, le dispositif de sécurité était incapable d'assurer une obturation étanche.

9. DESTIN ET EFFETS DU PÉTROLE SUR LE MILIEU MARIN

Cette section étudie le mouvement et la décomposition des nappes de pétrole et les effets du pétrole sur la vie marine de la côte ouest, y compris sur le saumon, le hareng, le poisson de fond, les mollusques, les oiseaux et les mammifères, de même que les effets socio-économiques d'une éruption.

COMPORTEMENT DU PÉTROLE PROVENANT D'UNE ÉRUPTION

Le comportement du pétrole dans le milieu marin influe sur la nature des conséquences biologiques découlant d'une éruption, ainsi que sur le succès des contre-mesures et des plans d'urgence adoptés.

Le pétrole déversé dans la mer subit des modifications physiques et chimiques complexes : étalement, évaporation, dissolution, dispersion, dégradation et émulsion. La vitesse à laquelle ces changements se produisent dépend du type de pétrole en cause et du milieu où se produit l'éruption.

TYPES DE PÉTROLE

Le pétrole brut comprend de nombreux composés de poids et de structures moléculaires différents, variant des gaz légers (méthane) aux solides lourds. Chaque type de pétrole brut possède des propriétés physiques et chimiques particulières en termes de densité, de tension superficielle, de viscosité, de point d'écoulement, de point d'éclair et de solubilité.

Par conséquent, toutes les nappes de pétrole ne peuvent s'étaler, se déplacer, s'évaporer, se dissoudre, s'émulsionner, s'oxyder et se biodégrader de la même façon. Ce sont ces différences qui déterminent les effets biologiques d'une nappe et qui influent sur la planification des contre-mesures pertinentes.

D'après Chevron, il est impossible de savoir d'avance quel type de pétrole pourrait être découvert au large de la côte ouest et donc de prédire le comportement et le destin du pétrole provenant d'une éruption dans la région de la côte nord.

> *«Selon le type de pétrole et les conditions ambiantes, de 25 à 75 p. 100 du pétrole brut s'évapore généralement dans les 12 à 48 premières heures.» (Ted Spearing, Chevron, Victoria, octobre 1985)*

INFLUENCE DU MILIEU MARIN

L'étalement et le mouvement des nappes de pétrole sont en grande partie fonction des mouvements de l'eau à la surface. Sur la côte ouest, ces mouvements sont partiellement régis par les systèmes atmosphériques et les tempêtes du Pacifique nord qui produisent souvent des vagues et des vents forts. Ils subissent aussi l'influence des fortes amplitudes de marées, des forts courants de marée et du caractère accidenté des côtes.

La température de l'air et de l'eau, la salinité de l'eau et la charge sédimentaire déterminent aussi le comportement physique et chimique du pétrole. Par exemple, le pétrole brut devient plus visqueux et s'évapore moins vite dans l'eau froide, ce qui influe sur son étalement et sur sa toxicité ainsi que sur son taux de pénétration dans les sédiments côtiers.

CONCENTRATIONS DE PÉTROLE DANS LA COLONNE D'EAU

Les effets du pétrole brut sur les poissons, les oiseaux, les mammifères marins et les autres espèces marines dépendent des concentrations de pétrole dans la colonne d'eau après l'éruption. La concentration est fonction du type de pétrole et des procédés chimiques qui l'altèrent et le dégradent.

Chevron est d'avis qu'une éruption produirait un déversement d'hydrocarbures qui fragmenterait en petites nappes altérées en quelques heures. Les fractions d'hydrocarbures aromatiques s'évaporeraient ou se dissolveraient rapidement dans la colonne d'eau, ce qui réduirait la toxicité du pétrole. Chevron croit que les nappes formées suite à une éruption seraient très minces et qu'elles auraient en moyenne un millimètre d'épaisseur environ à un kilomètre du site de l'éruption, selon la viscosité du pétrole et la configuration de la côte.

Chevron a cité des expériences où les concentrations de pétrole dans la colonne d'eau ont pu être mesurées avant et après l'application de dispersants. Avant, on a mesuré des concentrations variant de une à deux parties par million, tandis qu'après l'application des dispersants, les plus fortes concentrations mesurées étaient de quarante parties par million.

Certains participants ont dit être en désaccord avec Chevron. Le ministère des Pêches et des Océans a soutenu que le mélange par turbulence et la dispersion du pétrole pourraient produire de fortes concentrations de minuscules globules d'hydrocarbure constituées en grande partie d'hydrocarbures non altérés dans la colonne d'eau. Le Ministère a aussi mis en doute les affirmations de Chevron concernant l'épaisseur des nappes et les concentrations de pétrole dans l'eau après une éruption.

À la lumière des renseignements présentés à la Commission, il appert que les parties en cause ne s'entendent ni sur l'épaisseur des nappes, ni sur les concentrations de pétrole dans la colonne d'eau après une éruption.

«...L'évaporation du pétrole est une fonction de type exponentiel, c'est-à-dire que si on pert 25 p. 100 les 24 premières heures, on perd environ 9 p. 100 les 24 heures suivantes, et ainsi de suite. Au bout du compte, la perte est d'environ 30 ou 40 p. 100 en un mois à peu près.» (Kim Roberts, conseil de district de Kwakiutl, Vancouver, novembre 1985)

ÉMULSIONS

Certains participants ont dit être préoccupés par la formation éventuelle d'émulsions d'eau dans l'huile, ou «mousses». Les mousses sont le résultat du mélange par turbulence de certains types de pétrole à forte viscosité et à forte densité dans la colonne d'eau. La turbulence peut résulter de l'action des vagues ou de la présence de gaz dans la gerbe, surtout en eaux peu profondes.

Certaines mousses sont très stables et persistent parfois des mois ou des années après un déversement. Les fractions légères de pétrole emprisonnées dans les mousses s'évaporent très lentement. Les mousses résistent à l'altération et peuvent dériver sur de longues distances en conservant toute leur toxicité. Le ministère des Pêches et des Océans a rapporté que des mousses d'un pied d'épaisseur formées durant l'éruption d'Ixtoc I dans le Golfe du Mexique avaient dérivé plusieurs semaines avant de venir s'échouer sur les plages du Texas à plus de 500 milles de distance.

Une fois sur le rivage, les mousses ont tendance à ramasser du sable et des débris et, une fois l'eau évaporée, elles forment des mottes de goudron qui ne s'altèrent pas davantage. On craint que ces mottes ne libèrent des huiles toxiques dans les années à venir.

ENFONCEMENT ET SÉDIMENTATION

Le pétrole brut non altéré est moins dense que l'eau et il flotte. Cependant, sa densité croît lorsque les fractions légères s'évaporent et que le pétrole s'altère. Après une longue altération, certaines huiles résiduelles peuvent s'enfoncer sous la surface de l'eau. Le risque est particulièrement grand lorsque les huiles altérées absorbent des macroparticules lourdes dans l'eau comme du limon ou de la glaise, ou lorsque la nappe se déplace vers des étendues d'eau douce, moins dense que l'eau de mer. On craint que le pétrole coulé ne puisse empoisonner, recouvrir ou déplacer les organismes intertidaux et ceux qui vivent au fond de l'eau.

ÉCHOUAGE

Les eaux littorales et côtières ont une grande importance du point de vue biologique en raison du grand nombre de jeunes saumons, d'oeufs de hareng, de crustacés, d'oiseaux et de mammifères marins qui y vivent. Parallèlement, le pétrole a tendance à se concentrer davantage sur le littoral parce que les côtes empêchent toute dispersion et tout mouvement ultérieurs.

Les effets du pétrole sur l'écosystème du littoral sont fonction du type de pétrole et de son degré d'altération. En général, plus une nappe passe de temps en mer, moins elle présente de danger. Le pétrole fortement altéré peut s'échouer sur le rivage sous forme de boules de goudron tandis que le pétrole frais risque de contaminer toute la zone intertidale.

Les effets du pétrole sur le rivage dépendent également du type de rivage en question. Les côtes exposées à de fortes vagues ne retiennent généralement pas le pétrole longtemps. Les vagues et les marées dispersent le pétrole et lui permettent de s'altérer et de se biodégrader plus vite. Par ailleurs, dans les zones abritées comme les baies, les criques, les lagons, les marais et les petites plages, le pétrole reste plus longtemps sur place parce que les vagues sont moins fortes. Dans certains cas, le pétrole peut rester en place des années.

Quand le rivage est abrupt, la zone intertidale est relativement étroite. Une zone intertidale dotée de bassins de marée peut retenir le pétrole plus longtemps. Lorsque

celui-ci est apporté par la marée haute, seule une autre marée haute peut l'en déloger.

La composition matérielle de la plage joue aussi sur le degré de rétention du pétrole. Celui-ci pénètre plus rapidement dans certains matériaux que dans d'autres, selon sa viscosité, la température, la perméabilité des matériaux et d'autres facteurs. Sur les plages de sable exposées, par exemple, le pétrole peut se mélanger au substrat et conserver toute sa toxicité en plus de cesser de s'altérer.

EFFETS BIOPHYSIQUES D'UNE ÉRUPTION

Dans son étude des effets du pétrole sur les poissons, les mollusques, les oiseaux et les mammifères marins, la Commission s'est rendu compte que les recherches en la matière sont incomplètes. Le pétrole déversé dans la mer a des effets différents sur les différentes espèces et tous ces effets n'ont pas été identifiés. De plus, une espèce donnée peut avoir des liens complexes et mal connus avec les autres espèces de l'écosystème marin. Par conséquent, si elle subit un effet particulier, il se peut que les autres espèces soient aussi touchées, par le biais du réseau alimentaire par exemple. Comme les études sur les effets biophysiques du pétrole portent généralement sur une espèce donnée ou un groupe d'espèces particulier, il faut être très prudent lorsqu'on applique les résultats de ces études à l'ensemble du milieu marin.

EFFETS DU PÉTROLE SUR LES POISSONS ET LES INVERTÉBRÉS

La côte ouest est l'habitat d'importantes populations de saumons, harengs, poissons de fond, mollusques et invertébrés. Les effets du pétrole varient selon les espèces, le type de pétrole et les conditions environnementales. Le pétrole peut causer la mort des poissons ou avoir des effets sublétaux comme une croissance réduite, des anomalies du développement, des changements de comportement et des changements dans le potentiel de reproduction. Dans le milieu naturel de concurrence, le pétrole peut affecter la taille et la santé des populations de poissons.

> *«Il semble que les hydrocarbures puissent réduire considérablement les chances de survie des individus; or, ce sont les individus qui forment les populations, donc il y a lieu de craindre une diminution de la taille des populations... On ne peut pas compter que le poisson saura éviter les eaux contaminées, et les études ont démontré que le poisson n'évite pas nécessairement les dangers dans son milieu. Le poisson motivé, dans son milieu naturel, qui doit se battre pour sa subsistance, éviter les prédateurs ou migrer peut de plus avoir des réactions très différentes de celles du poisson moins stimulé et moins motivé gardé en laboratoire.» (I. Birtwell, Pêches et Océans, Vancouver, octobre 1985)*

> *«...Il me semble qu'on connaît peu de choses concernant le comportement du pétrole et ses effets sur les estuaires, le poisson en migration, les alevins de la grosseur du doigt, le fretin qu'on trouve dans les estuaires, et ce qu'il faut faire si on ne nous donne pas cette information.» (Kevin O'Neil, Central Coast Fishermen's Protective Association, Bella Coola, novembre 1984)*

Saumon

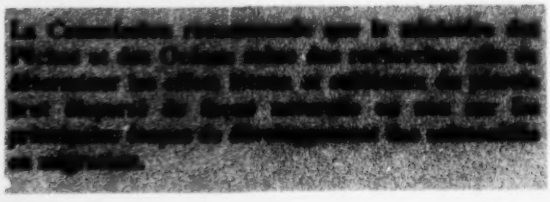
Les effets du pétrole sur les saumons jeunes et adultes sont fonction des concentrations de pétrole dans la colonne d'eau. Chevron a indiqué que les concentrations de pétrole résultant d'une éruption ne risquaient guère d'atteindre des niveaux létaux. Beaucoup d'intervenants ont dit être en désaccord avec cette affirmation, soutenant que les concentrations de pétrole dans l'eau seraient létales pour le saumon. Le ministère des Pêches et des Océans affirme que certaines composantes toxiques du pétrole ne s'évaporeraient pas et que plusieurs des fractions lourdes restantes seraient toxiques.

À l'heure actuelle, la plupart des données sur les taux de concentration létale pour le saumon proviennent de quelques expériences et de sources d'information limitées. Étant donné l'important écart d'opinion entre les participants et Chevron, il serait prudent de supposer que le pétrole est toxique pour les poissons même à faible concentration. Comme on ignore quelles seraient les concentrations de pétrole advenant une éruption, il est impossible d'éliminer la possibilité de concentrations létales d'hydrocarbures dans la colonne d'eau en cas d'éruption, ce qui aurait des effets néfastes pour le poisson.

Le ministère des Pêches et des Océans et d'autres participants se préoccupent aussi des effets sublétaux du pétrole sur le saumon. La présence du pétrole dans l'eau quand les jeunes saumons gagnent la mer pourrait réduire leur capacité de s'adapter de l'eau douce à l'eau salée. L'exposition au pétrole pourrait aussi nuire à la croissance des

jeunes saumons et les rendre plus vulnérables à la prédation et moins en mesure de lutter pour se nourrir.

On a des raisons de s'inquiéter du manque de connaissances sur les effets létaux et sublétaux des diverses concentrations de pétrole sur le saumon jeune et adulte. On a besoin d'informations supplémentaires aux fins de la planification d'urgence et de la gestion des pêches en cas d'éruption au large des côtes.



Hareng

Le hareng risque de subir les effets néfastes d'une éruption parce que le frai, l'incubation et la naissance des poissons de l'espèce se déroulent dans les eaux du littoral, là où les risques d'exposition à des concentrations toxiques de pétrole sont élevés. Les harengs déposent leurs oeufs sur le varech, les algues et les rochers du littoral, en eaux peu profondes. Ils sont particulièrement vulnérables au moment du frai et à l'état d'embryon libre, en mars et en avril. Toute exposition au pétrole à ce moment pourrait entraîner la mort du poisson ou des anomalies de développement. Les effets du pétrole sur les premières années d'une classe d'âge donnée de hareng pourraient avoir des conséquences répétées à long terme sur les stocks de hareng.

Poisson de fond

On craint que les oeufs et les embryons libres des poissons de fond ne soient affectés par le pétrole déversé. Les oeufs et les embryons libres de plusieurs espèces de poisson de fond flottent à la surface de l'eau ou à proximité et dérivent avec le courant. Ils sont donc vulnérables au pétrole flottant en surface ou dispersé dans la colonne d'eau. Les mois les plus critiques à cet égard sont ceux de janvier à septembre qui correspondent à la période de reproduction.

Le pétrole qui coule au fond de la mer peut aussi affecter les poissons de fond jeunes et adultes qui y vivent. Il pourrait avoir des effets létaux ou sublétaux comme une réduction de la croissance et d'autres changements physiologiques. Les sources de nourriture risquent d'être réduites ou contaminées par l'huile. Cependant, comme ce poisson vit au fond de l'océan, il risque moins d'être affecté par les nappes dérivant en surface ou à proximité.

Mollusques et invertébrés

Plusieurs mollusques et invertébrés revêtent une grande importance dans les domaines de la pêche commerciale, de la pêche de subsistance pratiquée par les Autochtones et des éventuelles entreprises aquicoles. Parmi les espèces en cause se trouvent la crevette, le crabe, la palourde, les haliotides, le pétoncle, la moule, l'huître et l'oursin. À une ou à plusieurs étapes de leur cycle de vie la plupart des invertébrés font partie du réseau alimentaire dont dépendent les autres espèces de poisson, y compris les espèces commerciales. Beaucoup d'invertébrés passent la première partie de leur vie en surface. Ils sont alors très vulnérables au pétrole et pourraient être exposés à des nappes.

Les invertébrés occupent aussi les régions littorales où ils sont encore une fois vulnérables au pétrole. Si le littoral était contaminé, les invertébrés pourraient mourrir, perdre leur habitat, manquer de nourriture, être contaminés ou pollués. Le crabe, la crevette, les amphipodes et les autres crustacés sont particulièrement sensibles au pétrole, surtout à l'état embryonnaire et au moment de la mue. On a noté une baisse des populations de crabe dans les eaux polluées par le pétrole. Les palourdes, les huîtres et autres bivalves exposés au pétrole sont restés contaminés pendant parfois toute une année.

Recherche sur les effets du pétrole sur les poissons et les mollusques

Les effets du pétrole sur les poissons et les mollusques donnent lieu à une vive controverse. Compte tenu de l'importance des pêches de la côte ouest sur le plan socio-économique, il est cependant plus prudent de supposer qu'une éruption de pétrole pourrait causer des dommages importants à l'industrie de la pêche et de réduire considérablement les stocks de poissons et de mollusques.

Étant donné les limites inhérentes à tout projet de recherche en laboratoire, la meilleure façon de déterminer les effets du pétrole sur les espèces marines est de les étudier sur place. Malheureusement, on possède peu de documents sur les effets biophysiques des déversements réels de pétrole et l'interprétation des faits a donné lieu à bien des controverses.

Même si elle juge utile de mener d'autres recherches concernant les effets létaux et sublétaux du pétrole sur les saumons et les autres espèces de poisson à différentes étapes de leur développement, la Commission croit qu'il ne faudrait pas accorder trop d'importance à cette lacune

puisque bien d'autres éléments de données sont nécessaires pour élaborer des modèles complets des effets éventuels d'un déversement de pétrole sur les espèces de poissons importantes.

La Commission recommande que le ministère des Pêches et des Océans, en collaboration avec d'autres organismes, élabore un programme global de recherche destiné à combler les lacunes existantes, de façon à permettre l'élaboration d'un modèle crédible des effets d'une éruption de pétrole sur les espèces importantes de poissons à différentes étapes de leur développement.

La Commission recommande qu'en cas d'éruption, le ministère des Pêches et des Océans soit prêt à lancer immédiatement un important programme de recherche et de contrôle afin de recueillir des renseignements concernant les concentrations réelles de pétrole dans la colonne d'eau et les effets létaux et sublétaux du pétrole sur les espèces importantes de la côte ouest, et notamment sur le saumon et le hareng, aux étapes importantes de leur développement afin d'évaluer de façon plus précise les effets du pétrole sur ces espèces.

Parallèlement, le gouvernement et l'industrie devraient poursuivre les recherches en cours relativement aux effets du pétrole sur les poissons et les mollusques et chercher à améliorer les données de base sur les ressources halieutiques de la côte ouest.

EFFETS DU PÉTROLE SUR LES OISEAUX

Les oiseaux sont les victimes les plus évidentes des nappes de pétrole. Quand une grande nappe de pétrole atteint une région habitée par beaucoup d'oiseaux marins, les pertes sont importantes. Le triste sort des oiseaux recouverts de pétrole et notre incapacité de les sauver préoccupent fort le public.

Le principal facteur causant la mort des oiseaux est l'engluement des plumes. Quand les oiseaux tentent de se débarrasser du pétrole en lissant leurs plumes, ils les emmêlent et déplacent les barbules, ce qui permet à l'eau de s'infiltrer et d'atteindre les plumes sous-jacentes et la peau. Plus l'oiseau lisse ses plumes, plus il s'expose. Dans les eaux froides de la côte nord, un oiseau mouillé perd rapidement sa chaleur, souffre d'hypothermie et meurt. Parce que l'oiseau perd sa principale source d'isolation lorsqu'il est mouillé, même une petite quantité de pétrole peut, dans certains cas, causer la mort par perte de chaleur.

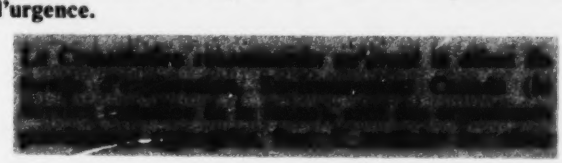
La vulnérabilité et la sensibilité au pétrole varient selon les espèces et leur habitat. Les oiseaux nageurs, comme les alcidés et les canards de mer, risquent d'entrer en contact avec le pétrole s'ils se trouvent à proximité d'une nappe. Or, la plupart des oiseaux de la côte ouest du Canada sont des nageurs, sauf durant la saison des amours. Certaines espèces passent de longues périodes sur l'eau ou effectuent leur migration à la nage. Ils sont mal adaptés à la vie hors de l'eau et seraient incapables de trouver leur nourriture ou de s'occuper de leur petit à terre.

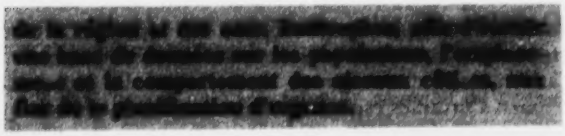
Outre ses effets négatifs sur l'imperméabilité, le pétrole risque aussi d'être ingéré par les oiseaux. On a étudié les effets de l'ingestion de pétrole, mais il existe une controverse quant à la survie possible des oiseaux. L'oiseau victime d'un déversement de pétrole pendant la couvaison risque de souiller ses oeufs et d'en empêcher l'éclosion.

S'il existe des concentrations d'oiseaux de mer dans les secteurs au large des côtes, comme par exemple sur les bancs au large et au-dessus d'une remontée d'eau, la plupart des oiseaux vivent dans les eaux du littoral. Les oiseaux de mer passent la plus grande partie de leur vie en mer, mais certaines espèces se réunissent en colonies durant la saison des amours tout en continuant d'aller chercher leur nourriture en mer. Une bonne partie de la population reproductrice de plusieurs espèces vit dans ces colonies qui se trouvent généralement sur des îles exposées et isolées ou sur des plages vulnérables au pétrole. On connaît peu de choses sur la distribution en haute mer de ces oiseaux en-dehors de la saison des amours.

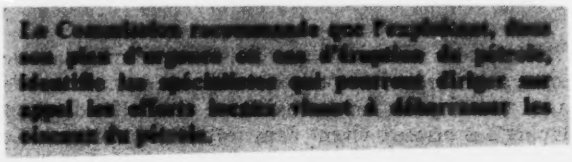
Beaucoup d'oiseaux migrateurs suivent des itinéraires côtiers au moment de leur migration au printemps et à l'automne et utilisent certains secteurs comme aires de repos ou d'arrêt. Des milliers d'oiseaux se rassemblent à ces endroits pour se nourrir et se reposer. Certaines espèces passent même l'hiver dans la région. Les oiseaux qui séjournent dans ces secteurs côtiers sont particulièrement vulnérables aux nappes de pétrole.

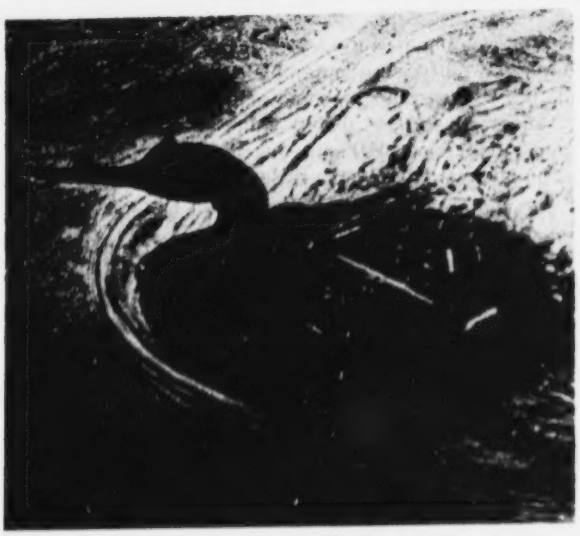
Les participants et les organismes gouvernementaux soutiennent qu'on a besoin d'informations supplémentaires sur les populations d'oiseaux de la région. Si la base de données sur les oiseaux côtiers est en voie d'expansion, on manque encore de renseignements sur certaines espèces et beaucoup de domaines n'ont pas fait l'objet d'études adéquates. Certains renseignements sont essentiels à la planification d'urgence, comme l'identification des plages utilisées par les oiseaux durant les différentes étapes de leur développement. **La Commission croit qu'avant tout forage, l'inventaire complet des populations d'oiseaux côtiers s'impose aux fins de la planification d'urgence.**





Chaque fois qu'un déversement de pétrole se produit, certains individus tentent de venir en aide aux oiseaux touchés. Bien qu'ils soient mus par des motifs humanitaires, leurs efforts ont habituellement peu d'effets sur le taux de survie des oiseaux. Dans certains cas, il arrive même que les oiseaux souffrent de ces efforts, surtout lorsqu'il n'y a pas de spécialiste sur place pour donner des conseils sur les meilleures méthodes à utiliser ou décider des oiseaux qui doivent être traités.





Oiseau recouvert de pétrole

EFFETS DU PÉTROLE SUR LES MAMMIFÈRES MARINS

Pinnipèdes et loutres

Les effets du pétrole sur les pinnipèdes (phoques et lions de mer) et sur les loutres peuvent être variés. Le contact physique avec le pétrole peut irriter ou endommager les tissus sensibles comme les yeux. Il semble toutefois qu'on puisse corriger ces effets, s'ils ne sont pas trop graves, par des ablutions d'eau propre. Le pétrole peut aussi boucher le nez et la gueule des mammifères et immobiliser leurs nageoires pour les empêcher de nager.

Certaines espèces auxquelles la fourrure garantit chaleur et flottabilité comme les loutres, les otaries à fourrure de l'Alaska, les jeunes lions de mer et les phoques communs, sont sans doute les plus sensibles aux effets du pétrole. Les expériences effectuées suggèrent que les mammifères marins à fourrure peuvent perdre une grande partie de leur chaleur et de leur flottabilité à cause du pétrole et que ces effets peuvent durer plusieurs jours. Le pétrole emmêle la fourrure et cause une perte d'isolation, ce qui peut entraîner l'hypothermie et la mort.

Les animaux peuvent aussi ingérer du pétrole directement lorsqu'ils se lavent ou qu'ils dévorent une proie souillée, ou encore indirectement par le biais de la chaîne alimentaire. L'ingestion du pétrole peut affecter les systèmes nerveux et reproducteurs.

Comme les loutres se nourrissent d'organismes vivant au fond de la mer, certaines de leurs sources de nourriture peuvent être touchées par le pétrole déposé sur les sédiments de fond.

D'après les renseignements dont on dispose actuellement, la plus grande préoccupation à l'égard des phoques, des lions de mer et des loutres reste la possibilité que le pétrole atteigne une échouerie ou une colonie, car beaucoup d'animaux risqueraient alors de périr ou subir des effets sublétaux.

Les principales échoueries et colonies de phoques et de lions de mer sont situées sur le littoral, ce qui souligne la vulnérabilité de ce secteur face au pétrole.

Cétacés

Le pétrole peut aussi avoir des effets néfastes sur les cétacés, et notamment sur les baleines, les dauphins et les marsouins. Il peut endommager les tissus sensibles comme les yeux, infecter les évents, et avoir de courts effets mineurs sur la peau.

Si les baleines et les dauphins semblent capables d'éviter les nappes de pétrole, ils ne peuvent peut-être pas toujours déceler de minces pellicules flottant à la surface. On a vu certaines espèces de dauphins et de baleines nager et manger, selon toute apparence, dans des nappes de pétrole. Un tel comportement pourrait amener l'ingestion de pétrole, tout particulièrement suite à la consommation des proies contaminées. De plus, certaines baleines, comme la baleine grise, qui se nourrissent d'organismes de fond dans les eaux du littoral, risquent d'infecter leurs fanons lorsqu'elles s'alimentent dans des eaux contaminées.

Les baleines grises migrent le long des côtes, à quelques kilomètres du rivage. On ne possède cependant aucune étude systématique sur la distribution et l'abondance saisonnières des baleines et des dauphins de la côte ouest.

EFFETS SOCIO-ÉCONOMIQUES D'UNE ÉRUPTION

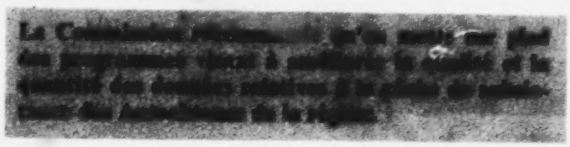
Une éruption importante pourrait avoir des effets socio-économiques majeurs sur la côte ouest de la Colombie-Britannique et sur ses résidants.

En cas d'éruption, certaines collectivités seraient touchées plus sévèrement que d'autres. Selon les vents et les courants de surface, les concentrations de pétrole risqueraient d'être plus fortes dans certains secteurs. Les collectivités les plus touchées seraient celles qui font la récolte des ressources de ces secteurs. Une éruption pourrait affecter le régime alimentaire, le revenu, la structure sociale et la culture de ces collectivités et même menacer la survie de certaines.

Les effets socio-économiques d'une éruption seraient surtout ressentis dans les collectivités, mais des régions entières pourraient aussi être affectées, notamment dans le domaine de la pêche au saumon qui fournit la plus grande partie des revenus de la pêche commerciale. Les dommages causés aux poissons et aux mollusques pourraient également être sentis à nouveau régulièrement longtemps après l'incident. Ainsi, les dommages à une classe d'âge de saumon ou de hareng seraient visibles à intervalles réguliers pendant des décennies. Il faudrait en outre des années peut-être pour repeupler un secteur contaminé où la récolte des mollusques et des invertébrés se pratique à des fins alimentaires.

Si les stocks de poissons et de mollusques étaient touchés, certaines zones de pêche et de récolte devraient être fermées, ce qui aurait des effets désastreux sur la pêche commerciale. De plus, dans le cas des mollusques, ces fermetures pourraient durer un an ou même davantage.

Nous avons décrit précédemment la dépendance socio-économique des Autochtones de la côte face aux ressources marines de la région. Par ailleurs, on possède de toute évidence très peu d'informations au sujet de l'utilisation de ces ressources, ce qui pourrait poser un grave problème pour l'élaboration des plans d'urgence destinés à faire face à une éruption éventuelle ou pour l'administration des programmes d'indemnisation des effets d'une éruption.



On craint également la pollution éventuelle du poisson et l'impact de ce phénomène sur la pêche commerciale. On entend par pollution la contamination du poisson par les hydrocarbures qui lui donne une odeur d'huile et un goût désagréable et le rend impropre à la mise en marché. Comme la contamination ne peut être décelée avant consommation, la pollution d'une petite partie des poissons pourrait menacer la valeur au marché de l'ensemble des prises. En outre, la publicité faite autour de l'éruption pourrait porter les consommateurs à croire que tous les poissons de la Colombie-Britannique ont été contaminés, ce qui affecterait leur mise en marché.

Les effets du pétrole sur l'industrie de la pêche pourraient aussi s'étendre aux pêcheurs du sud qui récoltent 60 p. 100 environ du saumon chinook de la région, ainsi qu'au secteur du traitement du poisson qui emploie beaucoup de gens dans la région.

La Commission recommande qu'avant le début du forage d'exploration, le ministère des Pêches et des Océans élabore un plan d'urgence en vue de la gestion des pêches commerciales après une éruption (y compris pour déceler toute trace de pollution chez le poisson) et de l'administration des zones fermées.

Les effets d'une éruption sur l'industrie aquicole en plein essor dans la région soulèvent également des inquiétudes. Encore à ses débuts, cette industrie pourrait connaître une croissance remarquable d'ici quelque temps. L'aquiculture pourrait devenir une industrie importante sur la côte ouest, notamment dans les petites collectivités. Or, les lieux où se pratique l'aquiculture sont vulnérables au pétrole.

La zone d'exploration contient de nombreux sites intéressants des points de vue des loisirs, de l'environnement et de la culture. Les loisirs de plein air sont importants pour les résidants de la côte nord et sont à la base de l'industrie du tourisme en pleine expansion. Certains exploitants et certaines collectivités ont commencé à développer le potentiel touristique de la région en ce qui a trait au plein air et à la pêche récréative. La côte nord attire surtout les gens en raison de son caractère sauvage et de ses attraits naturels. Selon les participants, l'annonce d'une éruption ferait croire que les eaux de la région sont polluées, ce qui la rendrait moins attirante pour les loisirs en plein air et le tourisme.

PROTECTION DES EAUX DU LITTORAL

Le littoral et les estuaires sont particulièrement vulnérables à la contamination par le pétrole. Les zones intertidales de ces secteurs abritent souvent des écosystèmes importants parce qu'on y trouve de la lumière, des

abris et des éléments nutritifs en abondance. Les eaux peu profondes du littoral et des baies contiennent une flore riche et variée, comprenant le foin des marais et les algues, qui offre nourriture et abri à une grande variété d'animaux. Les estuaires, à l'embouchure des rivières et des cours d'eau, sont particulièrement importants.

Les eaux du littoral, et plus particulièrement celles des estuaires, fournissent nourriture et abri aux jeunes poissons au moment de leur passage de l'eau douce à l'eau salée, ainsi qu'à de nombreuses espèces de mollusques et d'invertébrés récoltés pour leur valeur alimentaire et marchande. Les établissements aquicoles, en expansion, sont aussi situés dans ces secteurs.

Les eaux du littoral accueillent des colonies d'oiseaux marins et servent aussi d'aire de repos aux oiseaux migrateurs protégés dans plusieurs pays. En outre, beaucoup d'oiseaux ayant un lien avec le milieu marin se nourrissent et nagent dans ces eaux. Les phoques et les lions de mer y ont leurs échoueries, leurs roqueries et leurs zones de consommation, et certaines baleines migrent et se nourrissent à proximité du rivage. Les côtes pittoresques de la côte nord constituent le principal attrait de la région en ce qui concerne les loisirs de plein air et le tourisme.

Plusieurs sites de la côte et du littoral de la région sont des réserves écologiques où des espèces ou des écosystèmes typiques ou uniques sont protégés à des fins de conservation ou d'étude scientifique.

Certains secteurs hauturiers sont également importants pour la production primaire du plancton et constituent l'habitat de nombreuses espèces de poissons, de mammifères marins et d'oiseaux. Cependant, comme ils ne possèdent pas de rivage pour stopper le pétrole à la dérive, les secteurs hauturiers sont généralement affectés moins longtemps par les nappes de pétrole. Les eaux les plus touchées seraient celles qui se trouveraient à proximité de l'éruption, là où le pétrole ne serait pas altéré.

La côte ouest possède un écosystème riche et varié, très vulnérable au pétrole. Une éruption importante pourrait avoir de graves effets sur cet écosystème. Si les eaux hauturières sont importantes pour certaines espèces à certains moments, les eaux du littoral sont importantes en tout temps. Sur la côte ouest, les secteurs loués aux fins de l'exploration se trouvent plus près de ces zones vulnérables que ne le sont ceux de la côte est du Canada ou de la mer du Nord. Par conséquent, le pétrole qui viendrait s'échouer sur le rivage serait plus frais.

Le plus important facteur dont il faut tenir compte dans l'évaluation des effets biologiques du pétrole est le temps qu'il faudra à celui-ci pour atteindre les secteurs vulnérables du littoral, compte tenu des vents et des courants. Plus une éruption se produit loin des côtes, plus le pétrole s'altère, et plus les équipes d'intervention ont de temps pour appliquer les contre-mesures pertinentes. Il est donc important de maintenir une zone tampon entre les lieux de forage et le rivage. **La Commission conclut donc à la nécessité d'établir une zone fermée de 20 kilomètres dans le cadre des activités de forage.**

Équipe de nettoyage

10. PLANS D'URGENCE ET CONTRE-MESURES EN CAS D'ÉRUPTION DE PÉTROLE

PLANS D'URGENCE

Un plan d'urgence en cas d'écoulement accidentel de pétrole est un plan d'action visant à faire face aux conséquences d'une éruption. On y trouve la description des mesures à prendre pour éviter ou réduire les effets de l'éruption.

L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada exige l'élaboration d'un plan d'urgence spécifique avant d'autoriser un programme de forage donné. Ce plan doit être élaboré par l'exploitant, en collaboration avec les organismes gouvernementaux, au moment de la demande de permis de forage. Le manuel de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada intitulé «Lignes directrices et procédures — Forage pétrolier et gazier sur les terres du Canada» (septembre 1984) décrit le contenu d'un plan d'urgence. Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique exige aussi des plans d'urgence dans ses règlements sur le forage et la production.

Cette section étudie certains des éléments dont on doit tenir compte dans la planification d'urgence, comme la préparation de cartes des zones vulnérables, l'organisation et les contre-mesures.

CARTES DES ZONES VULNÉRABLES

Dans un plan d'urgence efficace, l'information sur les ressources importantes menacées par une éruption de pétrole doit être suffisamment détaillée pour permettre de déterminer comment et où les contre-mesures prévues devront être appliquées. De nombreux participants se sont plaints de l'insuffisance d'informations concernant les ressources de la côte nord de la Colombie-Britannique, soit les pêches, les concentrations d'oiseaux ou de mammifères marins, les secteurs vulnérables du littoral et les estuaires, les aires de loisirs et du patrimoine et les réserves écologiques.

Pour faire face aux mouvements de la nappe, le responsable des opérations a besoin d'informations pour identifier les zones les plus importantes, plutôt que de descriptions détaillées des ressources qui se trouvent à chaque endroit. Or, le meilleur moyen de fournir ce genre d'informations consiste à préparer une carte des zones vulnérables où sont identifiées les secteurs de priorité ainsi que leur vulnérabilité au pétrole d'après les saisons. On doit aussi idéalement y trouver des renseignements sur les mesures les plus efficaces pour protéger ces zones et pour nettoyer les plages à l'arrivée du pétrole.

Les Évaluations environnementales initiales de Chevron et de Petro-Canada identifiaient les zones côtières importantes. Le gouvernement et Chevron ont par ailleurs fourni de l'information additionnelle, notamment sur les besoins futurs en matière de recherche, en réponse aux Demandes de renseignements supplémentaires de la Commission. Cette information a servi de point de départ en vue de la préparation de cartes des zones de priorité. Le Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement subventionne actuellement un programme de cartographie des ressources dans les îles de la Reine-Charlotte et Chevron a indiqué qu'elle mènerait d'autres études en vue d'obtenir les renseignements nécessaires pour répondre aux normes d'obtention d'un permis de forage.

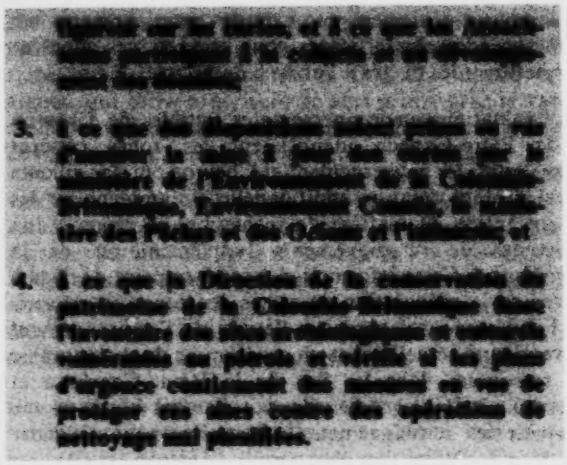
On a également besoin de renseignements sur l'utilisation domestique des ressources marines, notamment en ce qui a trait à la pêche de subsistance des Autochtones. Étant donné que les résidants ont exprimé une certaine inquiétude à l'égard du caractère confidentiel de ces renseignements, il importe de les faire participer au processus d'identification des zones à protéger en priorité, de façon à tenir compte des connaissances et des intérêts locaux.

Enfin, on a besoin d'un inventaire des nombreux sites archéologiques qui se trouvent sur le rivage de la côte nord et dans les zones intertidales. Beaucoup de ces sites pourraient être exposés à un écoulement accidentel de pétrole et perturbés encore davantage par des activités de nettoyage mal planifiées.

Pour veiller à ce que les cartes des zones vulnérables contiennent l'information la plus complète et la plus récente, la Commission croit que les organismes intéressés et l'industrie devraient en faire la mise à jour régulièrement. En outre, les responsabilités en la matière devraient être clairement établies. Les organismes participant à la mise à jour devraient aussi participer à la collecte des données originales de façon à bien comprendre les méthodes et les limites de la base de données.

La Commission recommande qu'avant l'autorisation du forage d'exploration, l'organisme de contrôle veille :

1. **à ce que le programme de cartographie des zones vulnérables de la côte, subventionné à même le Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement, soit étendu aux zones encore mal cartographiées;**
2. **à ce que les activités de pêche de subsistance des Autochtones et de récolte des ressources**



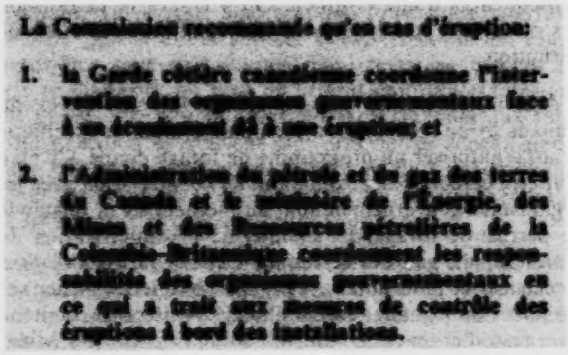
ORGANISATION

L'application efficace d'un plan d'urgence exige l'intervention d'une équipe bien entraînée. La formation des équipes d'urgence revêt une importance toute particulière lorsque celles-ci comptent parmi leurs membres des représentants de plusieurs organismes gouvernementaux, des collectivités locales, des entrepreneurs et des exploitants comme ce serait le cas sur la côte ouest.

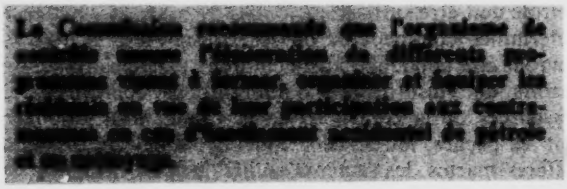
En vertu des dispositions actuelles, le pollueur a la responsabilité initiale des mesures de nettoyage advenant un écoulement de pétrole. Si le pollueur est incapable de prendre toutes les mesures nécessaires, les organismes gouvernementaux peuvent entrer en scène et facturer le nettoyage au pollueur.

Plusieurs organismes sont chargés de prendre des mesures en cas d'écoulement accidentel de pétrole sur la côte ouest. La Garde côtière canadienne est responsable des écoulements en provenance d'un navire, tandis qu'Environnement Canada est responsable des écoulements qui se produisent à terre et qui souillent l'océan, ainsi que des écoulements dont on ignore l'origine. Le Programme provincial d'urgence du ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique s'attaque aux écoulements à terre et en eaux douces. Enfin, l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada s'occupe des écoulements provenant des opérations de forage en haute mer, y compris des éruptions.

Le système actuellement en vigueur en cas d'écoulement accidentel sur la côte ouest et auquel participent la Garde côtière canadienne, Environnement Canada et le Programme provincial d'urgence, a évolué au cours des années. On y a souvent recours pour faire face aux nombreux incidents mineurs qui se produisent chaque année dans les eaux de la Colombie-Britannique. **La Commission croit qu'il faudrait s'inspirer de ce système pour élaborer la réponse du gouvernement en cas d'éruption de pétrole sur la côte ouest. Étant donné que la Garde côtière canadienne est déjà chargée des écoulements en mer les plus courants, elle devrait également avoir la responsabilité d'intervenir en cas d'éruption. L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique devraient quant à eux s'occuper des mesures de contrôle des éruptions à bord des installations.**



En règle générale, les résidants participent bénévolement au nettoyage des rives dans les régions touchées par une nappe de pétrole. La participation des résidants serait fort utile en raison de la connaissance qu'ils ont des conditions environnementales locales et notamment des ressources de subsistance. **La Commission croit que les résidants, pour qui la protection des ressources marines est fort importante des points de vue économique et social, devraient être inclus dans le processus de planification des mesures de nettoyage. De plus, pour permettre aux résidants de participer de façon efficace et en toute sécurité au nettoyage, un programme de formation devrait être mis sur pied à leur intention.**



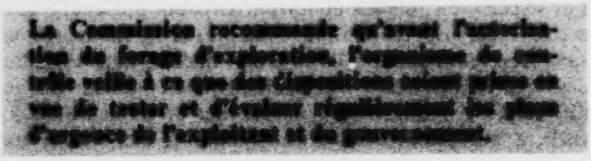
«Je me demande s'il n'est pas plus raisonnable de montrer ce qu'il faut faire aux habitants des régions susceptibles d'être touchées par un déversement de pétrole et de coordonner, un peu du moins, les efforts d'intervention en cas de problème.» (Kevin O'Neill, Central Coast Fishermen's Protective Association, Bella Coola, septembre 1985)

PRÉPARATION ET MISE À JOUR

Si des exercices pratiques permettent certes d'identifier certaines lacunes d'un plan d'urgence, la seule façon de connaître son efficacité réelle consiste à le mettre à l'épreuve dans une situation d'urgence. Un plan «théorique» peut s'avérer inutilisable face à des problèmes inattendus comme le mauvais temps, des contraintes d'ordre logistique ou une erreur humaine. Pour préparer à de telles éventualités, les plans d'urgence doivent être complets, détaillés, souples et réalistes, et on doit disposer des ressources nécessaires à leur application en tout temps.

Un soutien logistique efficace est essentiel pour mener à bien un plan d'urgence. Chaque plan doit donc contenir des renseignements sur la façon de mobiliser et de maintenir ce soutien, ainsi qu'une liste du matériel nécessaire en vue des contre-mesures, du nettoyage et du soutien logistique, avec son emplacement et le délai nécessaire à sa mobilisation. On doit prendre des dispositions particulières concernant le QG sur place, le logement et le ravitaillement, les systèmes de communication, et les transports aériens et terrestres. Sur la côte ouest, il est particulièrement important de prendre ces dispositions à l'avance en raison de l'éloignement des régions visées, des transports limités et de la fréquence du brouillard et de la mauvaise visibilité.

Une fois préparés puis testés, les plans d'urgence doivent être tenus à jour. Un plan contenant des renseignements périmés n'a plus aucune utilité. Il faut donc fréquemment vérifier et mettre à jour les données sur l'emplacement et la disponibilité du matériel de contre-mesures, les services de transport aérien et maritime, les logements, les systèmes de communication et le personnel clé.



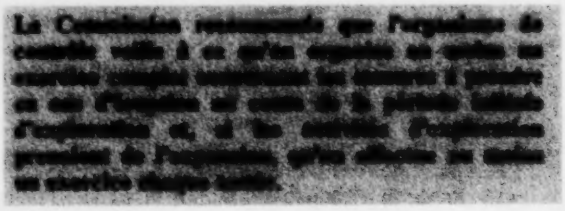
FORMATION ET EXERCICES

Le personnel à l'emploi de l'industrie et du gouvernement doit recevoir une formation appropriée relativement au rôle qu'il aura à jouer en cas d'éruption. Les programmes de formation doivent être organisés conjointement par l'industrie et par le gouvernement, de façon que tous les participants puissent rencontrer leurs homologues dans un milieu favorable à la coopération. Les résidants, dont le rôle est des plus importants, doivent aussi participer à ces séances de formation. Divers programmes sont offerts, comme ceux de Transports Canada à Cornwall, en Ontario, pour l'étude des écoulements accidentels et des moyens d'y faire face.

Il est important d'organiser des exercices fréquents pour vérifier si les plans de déploiement du matériel sont efficaces, si le matériel est utilisable et si le soutien logistique est suffisant. Les exercices permettent aussi de vérifier si l'équipe d'intervention est bien organisée et prête à l'action. Ils doivent reproduire toutes les étapes d'intervention, y compris le compte rendu de déversement et les avertissements, la logistique et la mobilisation du matériel de nettoyage.

Les exercices doivent se dérouler dans des conditions réalistes et pas toujours la semaine ou l'été par beau temps. Ils servent à tester la capacité de l'exploitant et du gouvernement de prendre des contre-mesures à court délai.

Aux fins des essais et de la formation, les exercices doivent grouper tous les intéressés, y compris le personnel à l'emploi du gouvernement, et chacun doit participer et non se contenter de jouer le rôle d'observateur. Après l'exercice, les participants doivent être débreffés et on doit revoir les plans d'urgence au besoin.



CONTRE-MESURES

Les contre-mesures font appel à toutes les méthodes et à toute la technologie disponibles pour faire face à un déversement, y compris le repérage des nappes et les moyens de contenir et de récupérer le pétrole, de disperser les nappes et de nettoyer le rivage. L'efficacité de ces mesures varie.

REPÉRAGE ET MODÉLISATION DES MOUVEMENTS DES NAPPES DE PÉTROLE

On a besoin d'informations sur l'emplacement exact des nappes et sur leurs mouvements possibles pour appliquer les contre-mesures là où elles protégeront le mieux les ressources les plus vulnérables. Il est possible d'obtenir ces informations au moyen du repérage et de la modélisation.

Repérage

Il existe plusieurs méthodes de repérage des nappes de pétrole. Ainsi, on se sert normalement d'un aéronef une ou deux fois par jour pour les observer; cependant, cette méthode n'est efficace que le jour à bonne visibilité.

On peut aussi employer des bouées émettrices ou dériveurs, qui suivent la nappe et permettent de connaître son emplacement. Ces bouées sont utiles par tous les temps ou presque, mais leur portée reste limitée.

On utilise également du matériel de télédétection. Parmi les appareils disponibles au Canada en vue d'opérations aéroportées, on trouve du matériel aussi perfectionné que le radar aéroporté à balayage latéral, les scanners infrarouge/ultraviolet et les caméras de télévision à prise de vues sous faible éclairage. Le mauvais temps et l'obscurité peuvent cependant nuire au rendement de certains de ces appareils.

La Commission conclut que la technologie actuelle et les recherches en cours devraient de plus en plus permettre le repérage des nappes de pétrole. Cependant, il importe que le matériel nécessaire soit disponible en quantités suffisantes au début des activités de forage.

La Commission recommande qu'avant l'autorisation du forage d'exploration, l'organisme de contrôle exige des exploitants une description détaillée de ce qui suit :

1. **les méthodes et le matériel de contrôle et de surveillance prévus aux fins du repérage des nappes de pétrole provenant d'une éruption;**
2. **l'emplacement et la disponibilité du matériel et son mode de déploiement; et**
3. **l'utilité des méthodes et du matériel pour repérer les nappes provenant d'une éruption dans un lieu de forage donné.**

Modèles à trajectoire

Les modèles à trajectoire sont des simulations informatiques du comportement du pétrole provenant d'une éruption ou d'un écoulement accidentel. Ils cherchent à prévoir les mouvements, l'étalement et l'état du pétrole à différents moments. Pour créer des modèles fiables, il faut connaître le type et la quantité de pétrole éjecté à l'endroit de l'écoulement accidentel, ainsi que de l'information sur les vents, les courants, l'état de la mer et les températures de la mer et de l'air tout au long de la trajectoire de la nappe. Les modèles sont utilisés aux fins de la planification d'urgence et du repérage des nappes de pétrole provenant d'une éruption ou d'un écoulement accidentel.

L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada exige que les plans d'urgence contiennent des éléments de prédiction des mouvements du pétrole à partir d'un site donné. Les déplacements et destinations prévus, calculés à différents moments de l'année, servent à évaluer les risques que présente l'éruption pour les ressources marines vulnérables, en mer, sur mer et sur le rivage. Pour faire ces prédictions, on se sert généralement des données antérieures sur les vents et, à l'occasion, des données actuelles disponibles sur les courants de surface.

Les experts techniques et le ministère des Pêches et des Océans croient ces modèles fort utiles pour la planification d'urgence, mais soulignent la nécessité de tenir compte à la fois des courants de surface et des vents pour le calcul des trajectoires. Le ministère des Pêches et des Océans estime nécessaire de recueillir pendant un an au moins des données sur les courants de surface au voisinage de l'emplacement proposé d'une installation de forage. **La Commission n'est pas convaincue de l'efficacité des modèles à trajectoire pour le repérage des nappes de pétrole, mais elle admet leur utilité en matière de planification d'urgence. La Commission croit que l'information actuellement disponible sur les courants de surface de la région est insuffisante.**

La Commission recommande qu'un an au moins avant le début du forage d'exploration, le ministère des Pêches et des Océans, en collaboration avec l'industrie, applique un programme de mesure des courants de surface au voisinage de la plate-forme de forage, et que l'industrie tienne compte des effets des courants de surface dans l'élaboration de ses plans d'urgence.

Les modèles à trajectoire sont en principe des outils fort utiles en matière de contrôle des écoulements accidentel de pétrole. Les modèles permettent de prédire les mouvements du pétrole dans l'obscurité et par mauvais temps. Toutefois, l'utilité d'un modèle donné est fonction de la qualité et de la disponibilité des données de base.

Les experts techniques et les participants possédant une certaine expérience dans le domaine de la modélisation sont sceptiques quant à l'utilité des modèles dans le cadre des contre-mesures, non seulement en raison de la difficulté de mesurer les vents en mer et les courants de surface, mais aussi à cause de l'apparente inefficacité des modèles disponibles dans la simulation de processus physiques complexes et variables.

La complexité des courants de surface de la région montre bien la difficulté croissante de définir le comportement des nappes de pétrole en mer à mesure que le temps passe.

La Commission croit que les modèles à trajectoire ne constituent pas un outil prometteur pour le repérage des nappes de pétrole provenant d'une éruption sur la côte nord. Elle croit au contraire, qu'on devrait plutôt se fier principalement aux bouées émettrices qui peuvent être déposées sur les lieux de l'éruption et partout où l'on trouve ensuite une nappe de pétrole.

[redacted]

EFFICACITÉ DES CONTRE-MESURES

Pour minimiser les effets d'une éruption, on doit compter sur des contre-mesures efficaces permettant de contenir et de disperser les nappes et de nettoyer le rivage. L'information reçue par la Commission semble indiquer que les contre-mesures actuellement prévues seraient peu efficaces sur la côte ouest.

Moyens de contenir et de récupérer les nappes de pétrole

Le meilleur moyen de contenir, concentrer et éliminer les nappes de pétrole est évidemment de recourir à des moyens mécaniques comme les barrages et les dispositifs d'écrémage. Chevron, Environnement Canada et la Garde côtière canadienne ont cependant indiqué que la technologie actuelle ne permet guère d'espérer d'excellents résultats pour ce qui est de contenir et de récupérer les nappes de pétrole.

> *«Nous ne pourrions pas travailler avec des vagues de plus de quatre pieds parce qu'il nous faut d'abord veiller à la sécurité des travailleurs. Je parle ici des tentatives de récupération. Nous ne pourrions pas garder nos barrages en place... Nous ne travaillons pas dans l'obscurité. La sécurité des travailleurs est notre première préoccupation... La récupération hauturière n'est tentée que par très beau temps.» (Ian Young, Garde côtière canadienne, Vancouver, novembre 1985)*

Barrage d'endiguement

Les barrages et les dispositifs d'écrémage ne sont vraiment utiles qu'en eaux relativement calmes et perdent de leur efficacité à mesure que la hauteur des vagues et la vitesse des courants augmentent. De plus, la dérive et l'étalement du pétrole en mouvement rend la récupération des nappes de plus en plus difficile avec le temps. Le brouillard et l'obscurité posent aussi des problèmes opérationnels et il est parfois difficile d'amener le matériel sur place et de se débarasser du pétrole récupéré. Le matériel est de plus sujet à des problèmes d'entretien et autres, et son efficacité diminue à mesure que le pétrole s'altère et devient plus visqueux ou émulsionné. Dans leurs scénarios, les organismes gouvernementaux prévoient une efficacité de récupération inférieure à 10 p. cent près du lieu d'éruption.

Si les mesures visant à contenir et à récupérer le pétrole sont d'une efficacité limitée lorsqu'elles sont prises seules, elles s'avèrent utiles quand on les combine à d'autres contre-mesures ou dans certaines situations particulières. Par conséquent, elles représentent un élément important du plan d'urgence global qui doit inclure des données sur les besoins prévus en matériel et en main-d'oeuvre pour contenir et récupérer le pétrole au large, sur le littoral et dans les zones intertidales et côtières, ainsi qu'une stratégie générale d'application de ces contre-mesures.

La Garde côtière canadienne est le principal responsable des écoulements accidentels provenant d'un navire. Étant donné la vulnérabilité de la côte ouest sur le plan environnemental et la densité du trafic pétrolier au large de cette côte, la Commission a été surprise d'apprendre que la Garde côtière canadienne ne dispose d'aucun moyen ou presque pour faire face à un écoulement en mer. La Garde côtière canadienne a indiqué qu'elle serait actuellement incapable de faire face à une telle situation, et qu'elle aurait du mal à contenir le pétrole en route vers les côtes sur un large front. **La Commission conclut qu'il faut améliorer les ressources de la Garde côtière canadienne afin de lui permettre d'appliquer des contre-mesures efficaces en cas de d'écoulement de pétrole.**

[redacted]

Utilisation de dispersants

Les dispersants sont des produits chimiques qui changent les nappes de pétrole en une multitude de gouttelettes qui se dispersent alors dans la colonne d'eau. Le pétrole est

ainsi éliminé de la surface et cesse d'être soumis à l'action des vents. Ce procédé peut s'avérer fort utile lorsque les vents soufflent vers le rivage. Les dispersants sont plus efficaces dans les eaux agitées et constituent donc une solution de rechange intéressante lorsqu'il est impossible de contenir et de récupérer les nappes en raison de l'état de la mer. Les principales inquiétudes que soulèvent les dispersants concernent leur toxicité et leur efficacité.

On admet généralement la faible toxicité de beaucoup de nouveaux dispersants pour la plupart des formes de vie marine. Cependant, les dispersants peuvent accroître considérablement les concentrations de pétrole dans la colonne d'eau, et on craint que le pétrole ainsi dispersé n'atteigne des concentrations toxiques pour certaines espèces importantes comme le saumon et le hareng.

On se demande aussi si les dispersants peuvent réduire les dommages éventuels causés par une nappe de pétrole. Chevron a indiqué que les dispersants peuvent éliminer le pétrole à la surface des eaux sans produire de concentrations très toxiques dans la colonne d'eau. Cependant, Environnement Canada affirme que dans les tests, l'efficacité des dispersants varie de 0 à 100 p. 100 selon le type de pétrole et l'état de la mer. L'efficacité des dispersants varie aussi en fonction des agents appliqués, des techniques utilisées, de l'état de la mer au moment de leur application et des moyens logistiques à la disposition des responsables. Il faut tenir compte de tous ces facteurs dans l'élaboration des plans d'urgence. En outre, puisqu'on craint que les dispersants ne produisent des concentrations toxiques dans la colonne d'eau, divers organismes comme le ministère des Pêches et des Océans, Environnement Canada et le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique peuvent hésiter à en autoriser l'usage. Il y a donc lieu de se demander s'il faut inclure les dispersants dans les plans d'urgence.

«Est-il possible de nettoyer après un écoulement accidentel de pétrole? Ici encore, tout est affaire de rendement, et nous possédons des renseignements concrets à ce propos. En cas d'écoulement, 10 à 20 p. 100 seulement du pétrole peut être récupéré. Je peux vous donner mes sources au besoin. Cependant, jusqu'à 60 p. 100 des huiles légères peuvent s'évaporer.» (Jim Steele, Conseil de la nation haïda, Victoria, octobre 1985)

Nettoyage des rives

Advenant une éruption, il est possible que le pétrole dérive jusqu'au rivage et même que les côtes soient atteintes plusieurs fois en raison des vents et des courants changeants. Étant donné l'importance des ressources côtières de la Colombie-Britannique des points de vue social et environnemental, il importe que l'exploitant démontre sa capacité d'atténuer les effets du pétrole sur le rivage.

Le nettoyage des rives se fait habituellement à la main et il faut parfois des mois pour tout nettoyer. De plus, le pétrole et les débris doivent être contenus, enlevés mécaniquement, transférés, entreposés, puis éliminés. Il est parfois impossible d'intercepter les nappes en mouvement vers le rivage lorsqu'elles se déplacent sur un large front. **La Commission croit que pour faciliter le nettoyage efficace et planifié du rivage, les plans d'urgence devraient contenir des stratégies précises en la matière.**

APPLICATION DE CONTRE-MESURES EXPÉRIMENTALES

Partout dans le monde on cherche de nouvelles façons de contrôler et d'éliminer les nappes de pétrole, surtout depuis les dix dernières années. Par exemple, il existe maintenant de nouvelles façons d'utiliser les dispersants chimiques, de nouveaux systèmes d'endiguement mécanique et de récupération, des méthodes de combustion sur place du pétrole à l'aide de faisceaux laser, des dispositifs d'allumage aéroportés, des barrages résistants au feu, des agents gélifiants (coagulants), des dispositifs pour contenir le pétrole sous la mer, des incinérateurs et des brûleurs portatifs et des dispositifs de nettoyage des plages.

Certaines de ces technologies sont déjà presque prêtes à être utilisées commercialement tandis que d'autres sont encore à l'étape de la recherche ou des essais. On fait des progrès, et il se peut qu'on dispose de nouvelles contre-mesures durant l'exploration. Il faudrait cependant surveiller de près le développement de ces nouvelles technologies et inclure les plus récentes découvertes dans les plans d'urgence au besoin.

La Commission juge les coagulants particulièrement prometteurs. Il s'agit de produits chimiques appliqués aux nappes pour solidifier le pétrole. Les coagulants seraient particulièrement utiles pour protéger certains sites côtiers très importants. Le pétrole coagulé serait plus facile à nettoyer car il risquerait moins de pénétrer dans les sédiments ou d'affecter les biotes. Certains problèmes restent toutefois à résoudre, comme le coût élevé des coagulants et les moyens logistiques nécessaires à leur application. **Cependant, la Commission conclut que les coagulants sont à surveiller de près en vue de leur inclusion possible dans les plans d'urgence.**

> *«Il est parfois impossible de nettoyer certaines côtes, et je crains que les rives des îles de la Reine-Charlotte ne soient dans ce cas, sauf là où il y a des plages, et le processus est alors très long.» (Ian Young, Garde côtière canadienne, Vancouver, novembre 1985)*

11. INDEMNISATION

La gestion des questions environnementales liées aux projets d'exploration hauturière vise avant tout à en éviter ou en atténuer les effets négatifs. Quand la chose s'avère impossible, il faut prévoir l'indemnisation des dommages et des pertes subis. Dans le cadre du programme proposé pour la côte ouest, on pourrait donc avoir à verser des indemnités à la suite d'une éruption ou des opérations courantes.

Cette section cherche à déterminer quelles pertes devraient être indemnisées et à quelles conditions, ainsi qu'à établir les mécanismes de règlement des demandes d'indemnités.

PERTES ET DOMMAGES DONNANT DROIT À UNE INDEMNITÉ

Il existe trois grandes catégories de pertes et de dommages résultant d'une éruption ou des opérations courantes :

1. Perte ou détérioration de biens et d'équipement

Ce type de pertes et de dommages donne généralement droit à une indemnité financière directe et comprend :

- —la perte ou la détérioration du matériel de pêche; et
- —la détérioration des bateaux de pêche ou autres navires.

2. Perte de revenus

L'indemnisation doit ici viser à remplacer les revenus perdus, par exemple dans les cas suivants :

- —perte de revenus de pêche anticipés;
- —perte d'accès aux zones de pêche ou fermetures des zones de pêche;
- —perte de ventes suite à la contamination du poisson par le pétrole, ce qui nuit à la commercialisation des prises; et
- —pertes dans le domaine du tourisme suite à un incident rendant la région moins attrayante.

3. Perte ou détérioration de ressources

En général, on indemnise ce type de pertes et de dommages par la réhabilitation des ressources en cause, par exemple dans les cas suivants :

- —perte ou détérioration des stocks de poissons;
- —perte ou détérioration des populations d'oiseaux marins;
- —perte ou détérioration d'autres ressources marines;
- —détérioration d'ordre esthétique;
- —perte de possibilités de développer les ressources dans l'avenir; et
- —perte ou détérioration de ressources culturelles importantes.

On peut aussi classer les pertes selon qu'elles sont attribuables ou non à une opération ou à un exploitant donnés.

PRÉOCCUPATIONS DU PUBLIC

Les participants ont voulu savoir quels éléments seraient couverts par le programme d'indemnisation et comment il conviendrait de mettre sur pied et d'administrer un tel programme.

La principale préoccupation du public concernait l'indemnisation des pertes subies par les pêcheurs. Les pêcheurs commerciaux craignent de subir des pertes directes, par exemple des dommages aux engins de pêche suite à une éruption ou aux opérations courantes, ou encore des pertes de revenu en raison de la contamination du poisson ou de la fermeture des zones de pêche advenant une éruption. Les entreprises de traitement du poisson s'inquiètent d'éventuelles pertes indirectes, tandis que certains se préoccupent des frais liés à la forclusion d'éventuelles options visant le repeuplement des pêches ou se demandent ce qu'il en coûterait au gouvernement pour relocaliser les usagers des ressources déplacées et rétablir les ressources perdues.

Les Autochtones se demandent surtout comment ils seraient indemnisés advenant la détérioration ou la destruction par une éruption des ressources marines qui sont à la base de leur alimentation et qui jouent un rôle important dans leur culture.

On s'inquiète aussi des pertes que pourraient subir les industries du tourisme et des loisirs en cas d'éruption et du mode d'indemnisation de telles pertes.

Les participants ont dit craindre que les requérants ne soient désavantagés au moment de l'étude des demandes d'indemnités. En effet, si l'industrie du pétrole peut demander l'aide des meilleurs avocats pour plaider sa cause et celle de techniciens pour faire des recherches et appuyer ses positions, les requérants, eux, devront prouver la légitimité de leur demande sans bénéficier des mêmes appuis.

On s'est aussi demandé comment quantifier les pertes, comment mesurer la valeur d'une perte non économique, qui indemnise en cas de perte de ressources communes, comment indemniser les dommages subis par les réserves écologiques et comment indemniser la perte de ressources qui mettent des années à se réhabiliter.

Les participants se préoccupent aussi de la mise sur pied et de l'administration du programme d'indemnisation. Beaucoup jugent nécessaire d'élaborer un programme complet d'indemnisation avant le début des activités de forage d'exploration.

Chevron affirme que toute personne qui aura subi des pertes ou des dommages directement attribuables à ses opérations sera entièrement indemnisée et recevra une somme équivalente à celle qu'elle aurait touchée si les activités d'exploration n'avaient pas eu lieu. Chevron a aussi indiqué qu'elle mettrait tout son actif à la disposition des victimes si une éruption catastrophique causait des dommages d'une valeur supérieure à sa limite de garantie normale. **La Commission souscrit à cet engagement mais croit nécessaire de mieux définir les limites, les programmes et les mécanismes d'indemnisation avant le début des travaux de forage.**

MÉCANISMES ACTUELS D'INDEMNISATION

En vertu de la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz, modifiée par la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, tout exploitant de puits est responsable des pertes ou dommages réels causés par une éruption de pétrole ou par les débris provenant d'un forage.

Chevron espère traiter directement la plupart sinon toutes les demandes d'indemnité avec la personne ou le groupe en question. Cependant, si aucune entente ne pouvait être conclue, on devrait procéder conformément aux dispositions de la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz. Enfin, si ces dispositions ne donnaient aucun résultat, on pourrait porter l'affaire devant les tribunaux mais en dernier ressort seulement.

La Colombie-Britannique ne possède aucune loi ni aucun règlement sur l'indemnisation des pertes liées à des activités d'exploration hauturière. La politique provinciale en la matière figure dans un document du Comité sur l'environnement et l'occupation des sols de la Colombie-Britannique intitulé "Environmental and Social Impact Compensation and Mitigation Guidelines", où sont également énumérés les principes que devraient suivre les organismes responsables des ressources dans leurs négociations avec les promoteurs au sujet des mesures d'atténuation et d'indemnisation.

En vertu de la Loi concernant les pêcheries, les détenteurs d'un permis de pêche commerciale peuvent aller devant les tribunaux pour demander une indemnisation en cas de perte de revenu résultant d'une éruption. Cependant, la Loi ne couvre pas les situations où il est impossible d'attribuer les dommages en question à un exploitant donné.

Au cours des audiences, l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada a laissé entendre qu'elle pourrait inclure certaines dispositions à l'égard d'un régime donné d'indemnisation dans le cadre des ententes conclues avec les exploitants.

PROGRAMMES D'INDEMNISATION EN VIGUEUR AILLEURS

La Commission a étudié les programmes d'indemnisation en vigueur ailleurs au Canada et dans la Mer du Nord où des activités d'exploration et d'exploitation en haute mer sont menées conjointement avec les activités de pêche. Ces programmes varient considérablement les uns des autres, mais visent généralement deux types d'indemnisation :

1. indemnisation des dommages résultant d'une éruption; et

2. indemnisation des dommages au fond marin résultant des débris.

Certains de ces programmes sont gérés par le gouvernement, d'autres sont élaborés et gérés par l'industrie pétrolière elle-même et d'autres sont gérés conjointement par le gouvernement et l'industrie.

La Politique d'indemnisation des pêcheurs de la côte est, établie par les compagnies pétrolières à l'oeuvre au large de la côte est du Canada, a fait l'objet d'une étude approfondie. Elle permet aux pêcheurs de demander une indemnité en cas de dommages non attribuables à une entreprise donnée mais provenant des activités d'exploration et de production en haute mer. Les pêcheurs peuvent demander une indemnité pour la perte ou la détérioration d'engins et d'équipement, la détérioration de bateaux, la perte de prises et, dans certains cas, pour la perte de leur bateau. Les demandes sont étudiées par trois comités responsables de trois régions de la côte est. Ces comités comprennent des représentants des associations de pêcheurs et de l'industrie pétrolière de la côte est.

La Politique d'indemnisation des pêcheurs de la côte est ne couvre pas les pertes attribuables à un exploitant donné, celles qui résultent d'une éruption ni celles auxquelles il est impossible d'attribuer une valeur économique. Malgré tout, le programme permet la négociation entre les représentants de l'industrie pétrolière et les pêcheurs, ainsi qu'une meilleure compréhension et un plus grand respect mutuels.

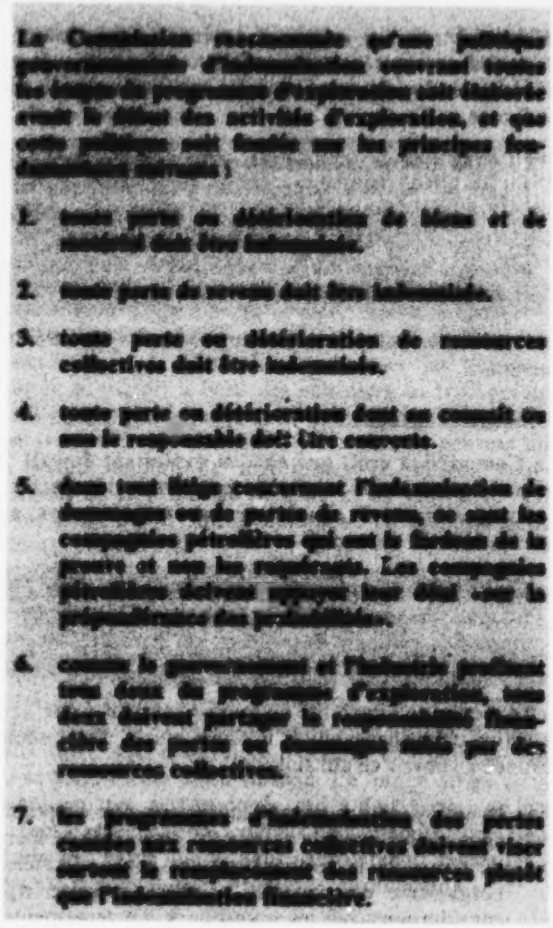
«...Peut-on vraiment faire quelque chose pour remplacer une race d'hommes qui viendrait à disparaître parce qu'elle dépend de l'océan; pas seulement du poisson, du saumon, mais de toutes les autres ressources de l'océan et des environs.» (Matthew Hill, Conseiller en chef, Kitkatla, septembre 1985)

Sur la côte est du Canada, l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada demande aux exploitants de fournir une preuve de solvabilité de trente millions de dollars pour le règlement des dommages-intérêts et des frais de nettoyage en cas d'éruption. Pour les opérations au large du secteur canadien de la mer de Beaufort, une garantie de quarante millions de dollars a été exigée.

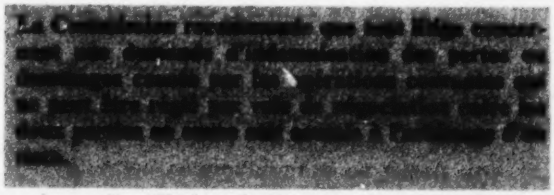
Le gouvernement n'a pas encore fixé de limite de protection financière pour les opérations au large de la côte ouest. Il est toutefois à noter que peu importe le montant fixé, il ne saurait en aucun cas limiter la responsabilité objective de l'exploitant. S'il est trouvé responsable de dommages dont la valeur dépasse la limite de la protection financière l'exploitant devra quand même payer l'indemnité requise.

POLITIQUE ET PROGRAMMES D'INDEMNISATION

La Commission croit que l'organisme gouvernemental de réglementation devrait élaborer une politique globale d'indemnisation pour toutes les étapes du programme d'exploration avant le début des activités d'exploration. Cette politique devrait énoncer clairement les principes à suivre pour établir des programmes particuliers d'indemnisation, de façon que les exploitants éventuels sachent ce qu'on attend d'eux dans le cadre des programmes d'exploration.



Les pertes ou dommages causés par les opérations courantes d'exploration en haute mer sont généralement moins graves que ceux qui découlent d'une éruption. Si Chevron tient ses engagements et traite rapidement et équitablement toutes les demandes raisonnables d'indemnité et si les autres exploitants font de même, il devrait être facile de régler les problèmes découlant des opérations courantes. **La Commission croit qu'il faut mettre sur pied un programme officiel d'indemnisation des pertes et dommages découlant des opérations courantes avant le début des activités d'exploration, et prévoir tous les mécanismes pertinents.**



Les demandes d'indemnisation des pertes et dommages résultant d'une éruption importante peuvent être plus

difficiles à traiter et exigent des mécanismes spéciaux. **La Commission croit que la politique relative à ce type d'indemnisation devrait être mise sur pied avant le début du forage.**

La Commission recommande l'élaboration, avant le début du forage d'exploration, d'une politique sur l'indemnisation des pertes et des dommages causés par une éruption importante, compte tenu des principes fondamentaux établis par la Commission et des éléments identifiés dans ce document.

La politique adoptée devrait contenir les éléments suivants :

1. Preuve de solvabilité

La Commission croit que chaque exploitant devrait être tenu de prouver sa capacité de couvrir les pertes ou dommages éventuels causés par une éruption grave, ainsi que les frais de nettoyage et de restauration.

La Commission recommande qu'avant le début du forage, chaque exploitant soit tenu de déposer quarante millions de dollars en garantie ou en accréditif.

Cette preuve de solvabilité ne saurait constituer une limite objective de responsabilité, il s'agit plutôt d'une somme destinée à couvrir ce qui suit :

a) le nettoyage des dégats causés par une éruption, y compris les frais de retrait du pétrole de la mer et du rivage et la restauration des zones affectées si l'organisme de contrôle le juge nécessaire, après consultation avec les organismes gouvernementaux appropriés;

b) les pertes ou dommages causés à des biens ou à du matériel et dont on connaît le responsable;

c) les pertes de revenu attribuables à un exploitant donné; et

d) les dommages ou pertes causés aux ressources collectives et dont on connaît le responsable (en général on vise alors la réhabilitation des ressources plutôt que l'indemnisation financière).

Étant donné le rôle du gouvernement dans l'autorisation des opérations d'exploration hauturière et les profits qu'il en retirera advenant la découverte des ressources exploitables du point de vue commercial, et étant donné son rôle de gardien des ressources collectives, la Commission croit que le gouvernement devrait accepter une part de la responsabilité financière liée à la réhabilitation des ressources collectives.

La Commission recommande que le gouvernement assume une responsabilité financière de dix millions de dollars à l'égard des programmes de réhabilitation des ressources destinés à remplacer les ressources perdues à la suite d'une éruption de pétrole.

La Commission recommande que la responsabilité financière absolue de l'exploitant et du gouvernement à l'égard des programmes de réhabilitation des ressources ne dépasse pas vingt millions de dollars et soit assumée conjointement par le gouvernement et l'exploitant.

La Commission recommande qu'en cas d'éruption, le gouvernement décide s'il y a lieu d'établir un programme de réhabilitation des ressources et que ce programme soit conçu et mis sur pied par les organismes gouvernementaux appropriés.

2. Bureau d'indemnisation

En cas d'éruption importante de pétrole, la Commission croit qu'un organisme spécial devrait être en mesure de faciliter le traitement des demandes d'indemnité.

La Commission recommande la création d'un Bureau d'indemnisation de la côte ouest en cas d'éruption importante.

La Commission recommande que le Bureau d'indemnisation de la côte ouest soit constitué de trois membres au moins et compte un nombre égal de représentants de l'industrie pétrolière et de l'industrie de la pêche avec, à leur tête, un président indépendant.

Les fonctions du Comité d'indemnisation seraient les suivantes :

a) recevoir et traiter les demandes d'indemnité lorsque le requérant et la compagnie pétrolière ne s'entendent pas sur le responsable des pertes ou dommages ou sur le montant ou la nature de l'indemnité.

b) faire des recommandations au sujet des programmes de réhabilitation des ressources appropriés en cas de pertes ou de dommages causés aux ressources collectives auxquels il est impossible d'attribuer de valeur économique.

12. DÉVELOPPEMENT ET PRODUCTION

Aux termes de son mandat, la Commission n'avait pas à étudier en détail toutes les étapes du développement et de la production. Elle devait cependant identifier les principaux problèmes connexes en vue de leur examen public ultérieur advenant la découverte de ressources exploitables du point de vue commercial. La Commission a donc identifié plusieurs problèmes qu'il serait bon d'étudier si on envisageait de passer aux étapes du développement et de la production.

SYSTÈMES DE DÉVELOPPEMENT ET DE PRODUCTION

Les pages suivantes décrivent les modes de développement d'un réservoir d'hydrocarbure et de production du pétrole et du gaz.

Quand les tests révèlent la présence d'un gisement de pétrole ou de gaz susceptible d'être exploité commercialement, le puits de découverte est bouché avec du ciment, coupé sous le fond marin et paré. On enlève ensuite tous les débris autour de la tête de puits et on abandonne le puits. Pour connaître l'importance exacte de la découverte, on procède alors à une étude sismique détaillée et à des forages de délimitation. Il faut au moins quatre puits de délimitation pour déterminer la taille et la qualité de la découverte. Une fois forés puis testés, ces puits sont eux aussi abandonnés.

À ce moment, on est presque toujours en mesure de décider si la taille et le rendement virtuel du gisement de pétrole ou de gaz justifient son exploitation commerciale. Cette décision doit tenir compte de la profondeur, de l'étendue aréale et de l'épaisseur du réservoir, de ses paramètres physiques, des mécanismes de récupération, de la possibilité d'améliorer le processus de récupération, du type et des propriétés de l'huile, des conditions du marché et des projections, ainsi que du régime fiscal. Toute décision d'aller de l'avant entraîne des investissements considérables aux chapitres du forage de développement, des installations de production et du transport du produit vers les marchés.

«...Si on découvrait une grande quantité de pétrole... le gouvernement... passerait-il automatiquement aux étapes du développement et de la production?...» (Kelly Kline, résidant de Terrace, Kitimat, novembre 1984)

Une fois ces préliminaires terminés, on doit choisir l'emplacement de la ou des plate(s)-forme(s) de production. Le nombre des plates-formes dépend de l'étendue aréale du gisement.

Les plates-formes de production sont des structures permanentes rigides de béton renforcé ou d'acier posées sur le fond marin et bien visibles en surface. On y trouve toutes les installations modulaires nécessaires pour forer des puits de développement, recevoir le produit brut en provenance des puits, séparer les produits, utiliser le gaz naturel pour alimenter les installations de transport par pipeline ou pour comprimer le gaz en vue de l'injecter à nouveau dans la formation, entreposer les liquides et charger le pétrole à bord des pétroliers ou transporter le pétrole par pipeline jusqu'au rivage ou jusqu'à une baie de chargement de pétroliers. Les plates-formes peuvent loger un grand nombre de travailleurs et recevoir tout le matériel de contrôle, de sécurité et de sauvetage nécessaire, ainsi qu'un réseau complexe de communications internes et externes.

Tous les forages de développement sont effectués à partir d'une plate-forme qui possède un ou plusieurs appareils de forage rotary. Le forage est dirigé en éventail, de façon que tous les puits se trouvent dans la zone productrice à intervale régulier, ce qui permet de vider le gisement de façon uniforme et efficace. Les tracés dirigés de tous les puits font l'objet d'un relevé précis, de leur point d'origine sur la plate-forme jusqu'au fond. Le forage dirigé est une technique très perfectionnée qui a fait l'objet de nombreuses améliorations depuis les débuts du forage hauturier parce qu'il faut absolument connaître la position exacte du trou à toutes les profondeurs.

Les puits sont disposés en rangées. L'appareil de forage demeure sur la plate-forme en permanence de façon qu'on puisse réparer les puits tout au long des opérations. On se sert généralement de glissières de sûreté pour déplacer l'appareil d'un puits à l'autre.

«Les travaux d'exploration ne devraient pas avoir trop d'effets directs sur notre région... Mais nous craignons ce qui risque d'arriver après. Nos côtes ne pourraient pas se permettre de subir un écoulement de pétrole... Je comprends que vous vous inquiétiez des effets de l'exploration hauturière. Nous sommes inquiets aussi, mais nous devons penser à l'avenir, à ce qui se produirait si on faisait une découverte...» (Lynn Hill, Conseil de bande de Hartley Bay septembre 1985)

Le forage d'un puits de développement à partir d'une plate-forme fixe ressemble beaucoup au forage normal pratiqué à terre. Des tubes conducteurs marins permanents relient le fond marin à la plate-forme, souvent par les montants. Tous les obturateurs et toutes les soupapes de contrôle de production se trouvent sur la plate-forme; les commandes sont donc plus faciles d'accès à bord de ces installations qu'à bord des semi-submersibles mobiles utilisés pour le forage d'exploration.

Le pétrole brut avec gaz en solution produit par ces puits est ensuite amené jusqu'aux séparateurs où le pétrole et le gaz et, s'il y a lieu, l'eau, sont séparés par gravité. Le pétrole est alors conduit jusqu'à un réservoir de stockage ou un pipeline, tandis que le gaz peut être utilisé pour produire de l'énergie, injecté à nouveau dans le gisement de pétrole ou amené à terre par pipeline pour usage domestique, commercial ou industriel. L'eau recueillie est souvent rejetée à la mer.

TRANSPORT DES HYDROCARBURES

Pour diverses raisons, et notamment pour des motifs d'ordre environnemental, on préfère généralement pomper le pétrole par pipeline sous-marin jusqu'à une base côtière et l'entreposer, plutôt que de le charger en mer directement à bord des pétroliers près des plates-formes. Chaque plate-forme doit donc être reliée à un pipeline et dotée de pompes pour l'acheminement du pétrole. Le pipeline reliant la plate-forme au rivage est posé sur le fond marin par une barge de pose spécialisée. Il faut souvent l'enfouir sous le fond pour le protéger et pour éviter qu'il ne constitue un obstacle pour la flotte de pêche. À terre, le pétrole est amené par des conduites de surface jusqu'à un grand réservoir en attendant d'être transporté ailleurs par voie de terre, chargé à bord d'un pétrolier, ou encore raffiné sur place.

INSTALLATIONS DE LA BASE CÔTIÈRE

Il faut idéalement centraliser la gestion et le contrôle du système tout entier, y compris dans les domaines de l'administration, de l'approvisionnement, de l'expédition, des communications, du forage, de la réparation des puits, de la séparation, du pompage jusqu'au pipeline, du stockage et de la réponse aux situations d'urgence. Le lieu choisi comme point d'arrivée à terre du pipeline et comme emplacement des réservoirs et des installations de chargement des pétroliers ou comme raffinerie permet en général la construction de routes, de pistes d'atterrissages, d'aires d'atterrissage pour hélicoptères, de bureaux et de chantiers de maintenance. Les compagnies situent donc habituellement leurs bureaux d'expédition et d'administration au point d'arrivée à terre du pipeline ou à proximité, le plus souvent assez loin des collectivités établies. Cette méthode assure généralement une efficience maximale et pose un minimum d'inconvénients aux collectivités existantes.

PROBLÈMES SOCIO-ÉCONOMIQUES

Le développement et la production modifieraient brusquement et considérablement le niveau d'activité industrielle de la région, qui verrait entre autres l'installation de plates-formes, le forage de puits de développement, la construction de bases côtières, l'installation de systèmes de transport et de stockage et, peut-être, la construction d'un terminal pétrolier. En outre, les études sismiques et les travaux de forage d'exploration se poursuivraient.

Cette activité industrielle accrue ouvrirait de nouvelles perspectives aux chapitres de l'emploi et des affaires. Les opérations de développement et de construction exigent l'embauchage d'un grand nombre de travailleurs pendant une courte période. Pour éviter que les collectivités existantes ne soient mises à trop dure épreuve, on fait habituellement appel à des travailleurs de l'extérieur qui sont logés dans des camps temporaires en compagnie parfois de leur famille. Les travailleurs non accompagnés profitent par ailleurs de longs congés entre les périodes de travail. Les camps sont démantelés à la fin des travaux de construction et de développement.

Le personnel permanent de la base côtière à l'étape de la production est beaucoup moins nombreux. Il est généralement logé et nourri en permanence à la base côtière et s'impose rarement aux collectivités existantes. Les équipes hauturières travaillent par rotation.

Pour préparer les travailleurs locaux aux emplois offerts, il faudrait organiser d'avance des programmes de formation. L'existence d'une organisation centralisée à la base côtière facilite considérablement la formation. On peut aménager des écoles de formation, appuyées par l'ensemble de l'infrastructure, au terminal du pipeline et offrir toutes les formes et niveaux de formation opérationnelle dans les écoles et au travail. Cette formation se limite le plus souvent aux opérations de production, y compris à la réparation des puits. La formation du personnel de forage relève de l'entrepreneur responsable du forage, sauf lorsque la compagnie choisit d'utiliser ses propres installations de forage de développement. La formation doit être une activité continue, et on doit organiser souvent des cours de recyclage en matière de contrôle des puits de forage, d'urgence et d'intervention en cas d'écoulement accidentel de pétrole. Il faut chercher à retenir les individus prometteurs, et l'exploitant prudent doit utiliser au maximum les ressources locales.

Sur le marché du travail, certains travailleurs devraient s'habituer à un nouveau mode de vie, et aux horaires de

travail en haute mer qui prévoient des journées de 12 heures pendant quelques semaines, suivies de congés à la maison. Les emplois au large des côtes sont souvent fort rémunérateurs.

En raison de l'activité industrielle accrue, le développement et la production pourraient entraîner des changements sociaux, notamment à cause des nouvelles possibilités offertes aux résidants. Certains, par exemple, pourraient commencer à suivre des cours de formation en privé ou investir dans de nouvelles entreprises. La réaction des résidants dépendra de l'information reçue. Il est donc important de leur fournir des renseignements complets, précis et à jour sur les perspectives et les limites de l'activité pétrolière hauturière. Si les programmes d'information recommandés par la Commission dans le cadre de la période d'exploration sont gérés efficacement, les résidants devraient recevoir l'information requise.

Les résidants pourraient aussi avoir l'impression de perdre leur mode de vie traditionnel, ce qui risque effectivement d'arriver, notamment dans les petites collectivités. Les changements sociaux de ce type sont difficiles à mesurer ou à contrôler et leurs effets peuvent être positifs ou négatifs. Par exemple, la croissance de l'emploi peut amener des revenus accrus, une certaine stabilité financière et un certain prestige, mais elle peut aussi entraîner de longues périodes d'absence loin du foyer et empêcher les gens de participer à leur mode de vie traditionnel. Aucun étranger n'est en mesure de dire si ces changements seront positifs ou non. Il est donc important que les résidants puissent identifier eux-mêmes ces changements de façon à trouver des solutions locales aux problèmes éventuels. Pour ce faire, des organismes locaux devront étudier les effets du développement sur les collectivités et trouver les réponses appropriées.

La Commission croit que les travaux préliminaires en vue de gérer le développement et la production et de réduire des problèmes socio-économiques connexes doivent être exécutés au cours des travaux d'exploration.

PROBLÈMES ENVIRONNEMENTAUX

Contrairement à ce que l'on croit généralement, les risques d'écoulement accidentel de pétrole sont moins grands durant le forage de développement et les opérations de production que durant le forage d'exploration en raison de l'équipement de contrôle de la plate-forme de forage et des fondations permanentes.

Ces mêmes dispositifs de contrôle plus accessibles permettent également de maîtriser les écoulements qui pourraient se produire au cours des travaux de développement ou durant les réparations exécutées dans le cadre des opérations de production. Cependant, pour utiliser correctement les dispositifs en place, il faut maintenir des normes élevées de formation, d'expérience et d'exercice en tout temps.

La Commission croit que l'évacuation des déchets dans le cadre des opérations courantes de développement et de production pourrait avoir des effets plus néfastes sur l'environnement que le forage d'exploration. Les importants volumes de boues de forage et de déblais sur la plate-forme fixe ou à proximité pourraient avoir des effets beaucoup plus toxiques sur les poissons et nuire bien davantage aux organismes benthiques. Le volume des eaux usées et des fluides de lavage serait aussi plus important, et à l'étape de la production, on pourrait avoir à éliminer d'importants volumes d'eau toxique.

Durant l'examen public et la planification des étapes de développement et de production, on devra vraisemblablement débattre le mode de développement, de production et de transport du pétrole, l'emplacement des terminaux terrestres, la taille et l'emplacement de la base côtière et son lien avec le terminal, ainsi que les moyens pratiques d'abandon de la plate-forme en cas d'urgence. La Commission prévoit qu'il faudra sans doute régler divers problèmes graves comme :

—les effets des luminaires de la plate-forme et des torches de gaz sur la migration des oiseaux;

—l'opportunité de réunir plusieurs puits de développement sur une même plate-forme, compte tenu des risques de propagation d'incendie;

—les avantages et désavantages de l'emploi de boues à base d'huile et les problèmes d'élimination connexes;

—le contenu de métal lourd des additifs de la boue;

—les méthodes d'atténuation ou de prévention des déversements accidentels;

—l'impact des rejets à la mer et des écoulements de pétrole sur les poissons et les mammifères marins;

—la conservation de l'énergie, la récupération améliorée, la réinjection des produits et la gestion générale des réservoirs;

—la définition des termes suivants : plate-forme fixe, plate-forme flottante et plate-forme sur jambes à câbles tendus;

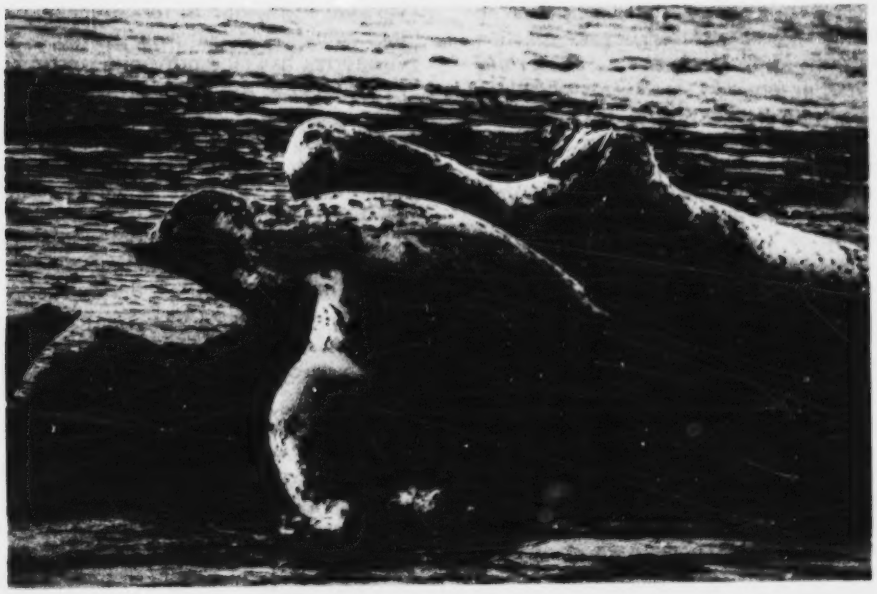
—les effets environnementaux cumulatifs des diverses activités;

—les avantages du transport par pétrolier par rapport au transport par pipeline;

—la nécessité d'enfouir les pipelines sous le fond marin;

—le choix du point d'arrivée à terre du pipeline; et

—l'abandon de la plate-forme.



Phoques communs

13. PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Le public s'est inquiété tout au long de l'examen de la gestion des activités pétrolières et gazières au large de la côte ouest. L'une de ses préoccupations principales était que la réglementation des activités d'exploration au large de la côte ouest tienne compte des conditions environnementales et sociales, ainsi que des désirs et des aspirations des résidants. La Commission a donc fait porter une partie des audiences sur la gestion des effets environnementaux et socio-économiques des activités d'exploration de la côte ouest.

Cette section :

—décrit les systèmes de gestion utilisés ailleurs;

—décrit les exigences de base en vue de la gestion des aspects environnementaux et socio-économiques des futures activités pétrolières et gazières sur la côte ouest;

—étudie les systèmes de réglementation en vigueur; et

—décrit et recommande un système de gestion des effets environnementaux et socio-économiques des activités d'exploration au large de la côte ouest du Canada.

AILLEURS

Divers systèmes de gestion ont été conçus pour répondre aux besoins précis de programmes de développement des ressources au Canada et ailleurs dans le monde. La Commission a étudié certains de ces systèmes pour déterminer si l'un d'eux pourrait être appliqué à la côte ouest, et s'est rendu compte qu'aucun ne convenait entièrement mais que certains éléments de chacun pourraient servir à l'élaboration d'un système approprié à la côte ouest. Ces systèmes de gestion sont décrits dans les cases.

MER DU NORD

Les activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières en mer du Nord se poursuivent depuis nombre d'années. Cette région présente des similitudes avec la région au large de la côte ouest : elle est isolée, elle présente un environnement hostile et les populations peu nombreuses qui y résident dépendent essentiellement du poisson et d'autres ressources renouvelables pour leur subsistance. Dans les deux cas, la présence humaine est fort ancienne et la représentation ethnique domine. Les îles Shetland, au nord de l'Écosse, constituent un centre d'activité. Elles présentent le mariage exemplaire d'une longue expérience des répercussions du pétrole et du gaz et de l'exercice d'une autorité locale totale sur la planification et la gestion des activités reliées au pétrole et au gaz.

Dans les îles Shetland, de nombreuses erreurs de prévision de la main-d'oeuvre, de l'utilisation des terres et autres ont été commises, ce qui a entraîné une sous-estimation des besoins en logements, en établissements scolaires et en services de toutes sortes. Les îliens ont vite pris conscience de la menace potentielle que faisait peser l'exploitation du pétrole et du gaz sur leur mode de vie traditionnel et ils ont pris des mesures pour le protéger. Néanmoins, beaucoup de familles ont eu à souffrir de l'augmentation de l'activité industrielle dans la région.

L'industrie de la pêche et l'industrie pétrolière ont désormais appris à cohabiter dans les îles Shetland, mais, aux premiers jours de l'activité pétrolière, les rapports entre les deux étaient caractérisés par des conflits opposant deux groupes d'utilisateurs des fonds marins qui n'avaient pas les mêmes buts et n'employaient pas les mêmes méthodes. Les deux industries s'affrontèrent durement sur les questions de la sécurité et de la navigation et sur celle de l'accès aux pêcheries traditionnelles.

La *Zetland Act* de 1974 jetait les bases d'un contrôle local fort de la planification des activités pétrolières hauturière dans les îles Shetland. La loi prévoit entre autres l'exercice d'un pouvoir local sur les havres et le littoral, une participation locale à l'exploitation du pétrole ainsi que la perception de taxes de pilotage et d'autres taxes d'intérêt local pour l'utilisation de navires-citernes et la production de pétrole.

MER DE BEAUFORT

La région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie est le théâtre d'activités d'exploration depuis plus de deux décennies. Par certains côtés, la région de la mer de Beaufort ressemble à la côte nord de la Colombie-Britannique. Elle est retirée, culturellement variée et les importants groupes autochtones qui y habitent dépendent des ressources marines et terrestres pour leur revenu, leur subsistance et la solidité de leur culture. Le gouvernement y joue un rôle important, mais des voix commencent à se faire entendre avec insistance pour réclamer une plus grande participation locale aux décisions qui concernent la gestion des ressources et des terres. Dans la mer de Beaufort, les peuples autochtones disposent d'un pouvoir décisionnel énorme qui leur vient du règlement négocié de leurs revendications territoriales. À l'heure actuelle, diverses propositions sont à l'étude qui visent à renforcer les administrations de niveau régional et communautaire, ce qui constituerait la base d'une intégration des préoccupations locales à la gestion du développement régional.

CÔTE EST DU CANADA

La côte est du Canada fournit un exemple d'autorité de haut niveau exercée conjointement par des compétences différentes. En 1982, le gouvernement fédéral et le gouvernement de la Nouvelle-Écosse créèrent l'Office canadien et néo-écossais du pétrole et du gaz extracôtiers qu'ils chargèrent de l'exercice des responsabilités de gestion de la région hauturière de la Nouvelle-Écosse. Ils mirent également sur pied le comité Canada — Nouvelle-Écosse de coordination environnementale chargé de donner des conseils d'ordre technique sur les questions environnementales à l'Office.

En 1985, le gouvernement fédéral et la province de Terre-Neuve et du Labrador signèrent l'Accord de l'Atlantique, lequel établissait les principes d'une gestion conjointe des ressources pétrolières et gazières situées dans les régions hauturière de Terre-Neuve et du Labrador. L'Accord réserve à la province l'approbation finale des décisions relatives au mode de mise en valeur, et au gouvernement du Canada celle des décisions relatives au rythme et au mode d'exploration et au rythme de mise en valeur.

Un certain nombre de programmes particuliers furent créés pour assurer la mise en oeuvre du nouveau régime de gestion issu de l'Accord de l'Atlantique. Un Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures offshore fut mis sur pied avec mission de prendre les décisions sur toutes les questions relatives à la gestion des ressources pétrolières et gazières au large des côtes. L'Office est appelé à reprendre les fonctions de nature opérationnelle qu'assument actuellement l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et la Direction du pétrole de Terre-Neuve et du Labrador.

Un fonds de développement hauturier de 300 000 000 $ a été créé conjointement par les deux ordres de gouvernement pour aider la province à développer l'infrastructure que requiert la mise en valeur du pétrole et du gaz.

ROBERTS BANK

Dans son rapport de mars 1979, la Commission d'évaluation environnementale qui étudiait le projet de Roberts Bank concluait que le port de Roberts Bank, situé immédiatement au sud de Vancouver et qui sert au transit du charbon, pouvait être agrandi sous réserve de modifier les plans de manière à les rendre plus acceptables sur le plan de la préservation de l'environnement.

La Commission recommandait qu'Environnement Canada «(organise) la surveillance de la mise en application des recommandations de cette Commission.» En conséquence, un comité d'examen environnemental de Roberts Bank fut mis sur pied pour coordonner l'intégration des considérations relatives à l'environnement à la planification et à la conception de l'agrandissement projeté et pour veiller à ce que les recommandations de la Commission d'évaluation environnementale soient mises en application de façon responsable. Cette façon de procéder se révéla fructueuse. Elle se révéla également capable de réaliser la nécessaire coopération fédérale-provinciale pour la mise en oeuvre des recommandations d'ordre environnemental et pour l'adaptation de ces dernières aux fluctuations d'intensité de l'activité d'aménagement.

GESTION DE LA ZONE CÔTIÈRE

Aux États-Unis, la gestion de la zone côtière forme un programme régi par une loi fédérale en vertu duquel des fonds sont mis à la disposition des gouvernements des États pour les aider à planifier et à réglementer pratiquement tous les types de développement économique dans une région précisée appelée «zone côtière.» Cette activité de planification et de réglementation est dans une large mesure le fait des administrations locales de comté et des collectivités. La notion américaine de «zone côtière» comprend non seulement les côtes marines, mais également les rives des principaux lacs et cours d'eau.

Au Canada, la «gestion de la zone côtière» ou «gestion de la zone de rivages» repose sur la coordination de nombreux organismes dotés de mandats différents qui adhèrent à des principes communs de gestion environnementale des régions et des systèmes riverains ainsi que des activités ayant un rapport avec la zone côtière. En Colombie-Britannique, le ministère de l'Environnement de cette province et Environnement Canada assument le rôle de direction de cette démarche de coordination.

SYSTÈMES DE GESTION EXISTANTS

Les structures de gestion de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique visent principalement l'attribution des permis et le contrôle des activités d'exploration et de développement. Les deux organismes ont cependant des mécanismes et des procédures visant l'étude des problèmes environnementaux et socio-économiques. L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada possède un personnel chargé de donner des conseils et des directives sur les questions environnementales, et demande l'aide et les conseils d'autres organismes gouvernementaux au besoin. Pour sa part, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique compte sur les conseils du ministère provincial de l'Environnement ainsi que d'autres organismes provinciaux.

La Commission croit que les questions environnementales et socio-économiques devraient avoir le même poids que les autres facteurs. À cette fin, il faut modifier les systèmes de gestion des activités d'exploration pétrolière en vigueur, de façon à les intégrer aux activités de gestion des autres ressources côtières ainsi qu'aux activités de développement de la collectivité. De plus, l'organisme de contrôle doit non seulement consulter le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, Environnement Canada et le ministère des Pêches et des Océans, qui sont les principaux organismes responsables de l'environnement, mais en faire de véritables partenaires de gestion.

En outre, la Commission craint que le gouvernement n'ait du mal à attirer et à garder tout le personnel qualifié et expérimenté dont il aura besoin pour exercer ses fonctions de contrôle advenant la mise en oeuvre d'un important programme d'exploration au large des côtes. La Commission croit qu'il faut trouver des moyens pour permettre aux organismes de contrôle de retenir ce personnel et de mieux faire face à la concurrence du secteur privé.

La côte ouest possède un environnement unique et vulnérable qui exige des mesures de protection spéciales. De plus, étant donné la grande préoccupation du public face à la mise en oeuvre éventuelle d'un programme d'exploration en haute mer, il est essentiel de veiller à ce que les résidants puissent participer activement à la prise des décisions qui les touchent de près. Pour ce faire, il faudra prévoir autre chose que de simples discussions.

La Commission croit que les systèmes de gestion en vigueur ne sont guère en mesure de répondre aux problèmes environnementaux et socio-économiques particuliers aux opérations d'exploration au large de la côte ouest, ni de trouver un mécanisme efficace pour assurer la participation des résidants. Par conséquent, la Commission conclut à la nécessité de créer un organisme de gestion environnementale distinct de la structure de réglementation mais étroitement lié à celle-ci.

> *«...Il faut bien comprendre que la cogestion dont il est question n'a rien à voir avec la cogestion dont le ministère des Affaires indiennes, le ministère des Pêches ou le gouvernement fédéral parlent actuellement. Pour eux, la cogestion est un mécanisme consultatif, tandis que pour nous il s'agit de la reconnaissance de notre souveraineté; nous voulons être des partenaires égaux.» (Wedlidi Spek, conseil de district de Kwakiutl, Fort Rupert, septembre 1985)*

SYSTÈME DE GESTION PROPOSÉ

Le but global de tout système de gestion environnementale devrait être de minimiser les risques et les effets associés à chaque étape des activités hauturières et de maximiser les bénéfices économiques régionaux et locaux.

Pour atteindre ces buts, le système choisi doit répondre aux critères suivants :

1. il doit tenir compte de la nature et de l'importance des activités d'exploration qui sont d'abord menées sur une petite échelle et qui peuvent prendre de l'expansion avec le temps. Par conséquent, sa structure doit être souple. Le système de gestion doit connaître toutes les étapes de l'activité hauturière et pouvoir y faire face.

2. il doit pouvoir assurer la coordination entre l'organisme de contrôle et les autres organismes responsables comme la Garde côtière canadienne et le ministère des Terres, des Parcs et au logement de la Colombie-Britannique, ainsi qu'entre l'organisme de contrôle et les organismes touchés par les activités d'exploration comme le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, Environnement Canada, le ministère des Pêches et des Océans, le ministère des Affaires municipales de la Colombie-Britannique, le ministère des Affaires indiennes et du Nord, les municipalités et les bandes indiennes.

3. il doit assurer la participation des résidants en matière de réglementation et de planification.

Pour répondre au premier critère, l'activité hauturière devrait être divisée en deux étapes : du moment présent jusqu'aux études sismiques initiales, et du début du forage d'exploration jusqu'aux activités subséquentes d'exploration et de développement. Durant la première étape, il faudrait établir un mécanisme de coordination des activités gouvernementales, appuyé par un organisme consultatif chargé de canaliser les inquiétudes du public. Durant la deuxième étape, il faudrait établir un organisme de gestion environnementale officiel.

Pour répondre aux trois critères énumérés ci-haut et pour assurer la gestion efficace de l'environnement, les organismes de gestion établis dans le cadre de chaque étape devraient avoir les pouvoirs de :

—conseiller l'organisme de contrôle sur les mesures environnementales et socio-économiques, ainsi que sur les moyens de contrôle à prendre durant les différentes étapes de l'activité hauturière sur la côte ouest;

—coordonner les données environnementales et socio-économiques provenant de divers organismes privés, publics et gouvernementaux;

—veiller à ce que les résidants participent aux décisions;

—établir les mandats des responsables de l'évaluation ou de l'examen public de divers projets environnementaux et socio-économiques et, s'il y a lieu, mener ces évaluations et examens;

—obtenir des plans stratégiques, politiques et programmes auprès des collectivités et des organismes ressources;

—veiller à ce que les enquêtes et les recherches nécessaires sur les problèmes environnementaux et socio-économiques liés aux activités d'exploration au large des côtes soient menées au besoin;

—assurer le contrôle efficace des impacts environnementaux et socio-économiques liés aux activités d'exploration hauturière en cours;

—assurer l'étude des effets cumulatifs du rejet des boues et déblais de forage;

—établir des mécanismes pour veiller au respect des règlements en matière d'environnement; et

—veiller à ce que les mesures appropriées d'indemnisation soient prises et, durant la deuxième étape, nommer un arbitre ou un comité chargé de régler les litiges relatifs aux demandes d'indemnité.

À mesure que les activités d'exploration hauturière prendront de l'expansion, il pourra arriver que certaines des recommandations et préoccupations de la Commission cessent d'être valables. L'organisme de gestion devra donc pouvoir interpréter et modifier les recommandations originales de la Commission à la lumière des circonstances et de l'expérience. Cependant, la recommandation visant la création d'une zone fermée de 20 kilomètres ne saurait être modifiée.

> *«Je crois qu'il serait dans l'intérêt de Chevron et aussi dans celui de la région d'avoir quelque chose comme, par exemple, un comité consultatif régional, où les habitants des diverses collectivités pourraient trouver de l'information sur vos programmes et faire part de leurs préoccupations. Ce serait aussi une bonne chose pour vous puisque les gens rentreraient chez eux avec une meilleure compréhension de ce qui se passe.» (Walter McClellan, commis municipal, district de Kitimat, Kitimat, septembre 1985)*

COMITÉ DE COORDINATION ENVIRONNEMENTALE

Comme l'application de bon nombre des recommandations de la Commission sera confiée à divers organismes, on aura besoin d'un mécanisme pour coordonner les besoins de ces organismes en la matière.

La Commission croit qu'il faudrait établir immédiatement un comité semblable au Comité d'examen environnemental de Roberts Bank pour superviser l'application des recommandations relatives à la première étape des activités d'exploration et pour centraliser les activités de gestion environnementale durant cette période.

La Commission recommande la création immédiate d'un Comité de coordination environnementale de l'activité pétrolière au large de la côte ouest chargé de veiller à l'application des recommandations de la Commission relativement aux premières étapes des activités au large des côtes.

La Commission recommande que le Comité de coordination environnementale de l'activité pétrolière au large de la côte ouest soit créé sous l'égide des ministères fédéral et provincial de l'Environnement et compreme des représentants du ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, d'Environnement Canada (régions du Pacifique et du Yukon), du ministère des Pêches et des Océans (régions du Pacifique et du Yukon), du ministère des Affaires municipales de la Colombie-Britannique, du ministère des Affaires indiennes et du Nord (région de la Colombie-Britannique), de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique. Ce comité devrait soumettre des rapports aux deux ministres de l'Environnement deux fois l'an ainsi qu'à certains moments précis des premières étapes des activités d'exploration.

En plus de répondre aux critères précédemment établis par la Commission relativement au système de gestion environnementale, le Comité de coordination environnementale devrait :

1. conseiller l'organisme de contrôle et les exploitants en matière de planification environnementale et de conception.

2. présenter les programmes de recherche recommandés par la Commission et développés par le Comité aux sources de financement appropriées, comme le Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement, et contrôler le déroulement des recherches.

3. veiller à ce que des cartes informatisées et des banques de données soient créées, gérées et tenues à jour.

COMITÉ CONSULTATIF PUBLIC

Le Comité de coordination environnementale et l'organisme de contrôle doivent être tenus au courant des avis et des préoccupations exprimés par les habitants de la région qui doivent à leur tour être informés régulièrement de la nature et des progrès des activités d'exploration hauturière.

La Commission recommande la création par les ministres fédéral et provincial de l'Environnement d'un Comité consultatif public composé de trois membres. Ce comité devra conseiller l'organisme de contrôle et le Comité de coordination environnementale au sujet des préoccupations du public et entreprendre des programmes d'éducation et d'information du public. Les membres du Comité devront représenter les intérêts des résidants, des Autochtones et des pêcheurs.

L'objectif global du Comité consultatif public est d'informer et d'éduquer le public, de recueillir de l'information auprès des habitants de la région, d'identifier les préoccupations locales, et d'identifier, d'atténuer ou d'éviter les problèmes.

Le Comité consultatif public doit entre autres assumer les responsabilités suivantes :

—mener des programmes d'éducation et d'information du public, y compris par la publication de bulletins de nouvelles, l'établissement éventuel de bureaux d'information locaux et la visite des installations et des collectivités touchées;

—coordonner l'information du public et les efforts de participation du public avec l'organisme de contrôle, les exploitants, le Comité de coordination environnementale et les autres organismes en cause;

—rencontrer régulièrement l'organisme de contrôle en compagnie de l'exploitant et du Comité de coordination environnementale pour renseigner sur les préoccupations du public, donner des conseils sur la recherche et le contrôle et recevoir de l'information sur les activités en cours;

—surveiller les efforts de contrôle socio-économique; et

—présenter un rapport annuel sur la situation aux deux ministres de l'Environnement.

Les programmes d'éducation et d'information du public devraient posséder les caractéristiques suivantes :

1. toute l'information pertinente devrait être objective, disponible sur place et facile à comprendre; et

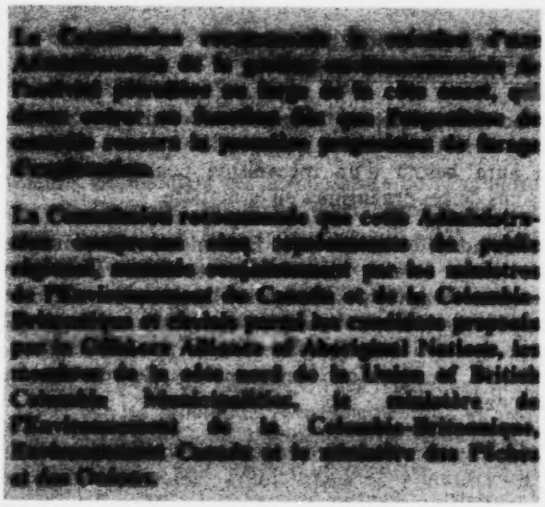
2. l'information donnée doit inclure des détails précis susceptibles d'être utiles aux résidants, comme l'échelle et le lieu des opérations d'exploration offshore, le matériel et les méthodes utilisés, les effets possibles des opérations sur les ressources et les collectivités, les sources d'information futures et les possibilités de participation.

Le Comité de coordination environnementale et le Comité consultatif public doivent être dotés d'un coordonnateur et des fonds d'exploitation requis.

Ces deux organismes doivent remplir leurs fonctions dans le cadre du système de gestion à partir du moment où ce rapport sera accepté et pendant toute la période d'exploration sismique, jusqu'à ce que l'organisme de contrôle reçoive une proposition de forage d'exploration. Si on mettait un terme aux opérations d'exploration hauturière, le Comité de coordination environnementale et le Comité consultatif public seraient démantelés.

COMMISSION DE GESTION ENVIRONNEMENTALE

Quand une demande de forage sera présentée, l'exploration hauturière entrera évidemment dans une nouvelle phase plus importante et plus active. À ce moment, les dispositions temporaires prises à l'étape de l'exploration devront être reprises par une structure de gestion plus permanente.



L'Administration devrait régir toutes les activités du Comité de coordination environnementale et du Comité consultatif public, en plus de superviser et guider les activités environnementales et socio-économiques de l'organisme de contrôle.

Le Comité de coordination environnementale et le Comité consultatif public devraient être les conseillers et les éléments opérationnels de la Commission de gestion environnementale. La Commission de gestion environnementale devrait en outre être dotée d'un coordinateur à temps plein, d'un personnel de soutien et des fonds d'exploitation appropriés.

14. PLAN D'ACTION

Nous exposons, dans la présente section, un plan d'action qui régit les diverses activités que comporte la gestion des répercussions d'ordre environnemental et socio-économique de l'exploration pétrolière et gazière au large de la côte ouest.

ÉTAPES DE LA RECHERCHE D'HYDROCARBURES

La Commission a déterminé les étapes suivantes pour la mise en oeuvre de ses recommandations :

—avant que les études sismiques commencent;

—avant que le forage d'exploration commence;

—après une découverte initiale et avant l'achèvement du forage de délimitation;

—durant les étapes de l'exploitation et de la production.

Si les études sismiques révèlent l'existence de plusieurs pièges structuraux potentiels, ces étapes pourraient commencer à différents moments en différents endroits, de sorte que les mesures suggérées pour chaque étape entreraient en application à différents moments.

RECOMMANDATIONS ET MESURES POUR LA PÉRIODE PRÉCÉDANT LES ÉTUDES SISMIQUES

Recommandations générales à mettre en application à cette étape :

Mesures :

—mettre sur pied un Comité de coordination environnementale de l'activité pétrolière au large de la côte ouest;

—mettre sur pied un Comité consultatif public sur l'activité pétrolière au large de la côte ouest;

—intégrer les contraintes régionales, saisonnières et techniques liées aux études sismiques;

—entreprendre le processus de communication entre les opérateurs des études sismiques et l'industrie de la pêche, ce qui comprend la préparation de feuillets d'information sur les techniques et les pratiques de pêche dans la région et sur les opérations que comportent les études sismiques;

—entreprendre un programme permanent d'information du public, par lequel celui-ci sera notamment informé sur les études sismiques, sur le moment où elles auront lieu et sur les tracés qui seront suivis;

—concevoir et mettre en oeuvre des programmes de contrôle et de surveillance des études sismiques qui comprendront des mesures visant à faire en sorte que les données issues de ces programmes serviront à déterminer les répercussions des études sismiques continues;

—mettre à jour les règlements régissant les études sismiques en fonction des résultats de la recherche et de la surveillance;

—concevoir et mettre en oeuvre des mécanismes d'indemnisation assortis aux études sismiques.

Recherche :

—Concevoir et mettre en oeuvre des programmes de recherche qui seront poursuivis de concert avec les activités des navires d'étude sismique et qui viseront à déterminer la nature et l'étendue des effets mortels et sublétaux des opérations que comportent les études sismiques sur la biote marine et notamment sur l'ichthyoplancton et sur les jeunes des espèces halieutiques.

RECOMMANDATIONS ET MESURES QUI CONCERNENT L'APPROBATION DU FORAGE D'EXPLORATION

Le temps disponible au moment des premières études sismiques doit être mis à profit pour acquérir une connaissance des aspects biophysiques et socio-économiques de l'environnement marin, suffisante pour permettre d'évaluer avec justesse les répercussions potentielles de tout projet de forage en fonction du lieu envisagé et de formuler des conditions appropriées pour ce qui est de faire face aux répercussions potentielles en question.

Recommandations à mettre en application avant que le forage d'exploration soit approuvé :

Mesures :

—mettre sur pied une Administration de la gestion environnementale de l'activité pétrolière au large de la côte ouest;

—intégrer les contraintes d'ordre temporel et spatial ainsi que les exigences d'ordre opérationnel et conceptuel aux opérations de forage d'exploration;

—élaborer et mettre en place les plans d'intervention d'urgence en cas de déversement de pétrole de l'industrie et du gouvernement;

—accroître la capacité de prévision des tempêtes afin qu'il soit possible de prévoir au moins six heures d'avance l'arrivée des fortes tempêtes;

—faire en sorte d'accroître la capacité de la Garde côtière canadienne d'intervenir efficacement en cas de déversement de pétrole en mer;

—élaborer et mettre en place des plans d'urgence pour la prise en charge de la pêche commerciale en cas d'éruption majeure;

—veiller à ce que des dispositions soient prises pour le forage de puits de secours;

—surveiller la circulation maritime dans les régions et, au besoin, concevoir et mettre en oeuvre un système de gestion de la circulation maritime;

—mettre en application les restrictions relatives à la boue de forage;

—veiller à ce que l'on dispose d'équipement approprié de prévention des déversements et de nettoyage, pour pouvoir intervenir en cas de déversement de substances toxiques survenant au cours des opérations de transfert;

—élaborer des stratégies d'emploi d'agents dispersants et les intégrer aux plans d'intervention d'urgence du gouvernement et de l'industrie;

—mettre en application des directives concernant les itinéraires et les opérations des aéronefs et des navires de soutien;

—veiller à ce que les programmes de contrôle et de surveillance biologiques soient constamment remis à jour;

—entreprendre une surveillance des effets de l'éclairage des installations de forage sur les oiseaux;

—veiller à ce que des dispositions soient prises pour tester et évaluer régulièrement les plans d'intervention d'urgence de l'exploitant et du gouvernement;

—entreprendre un programme de surveillance des répercussions d'ordre socio-économique;

—mettre en oeuvre des programmes d'information et d'éducation du public;

—veiller à ce que les programmes d'indemnisation et les moyens employés pour les administrer soient portés au niveau requis pour faire face aux risques de dommages à la propriété et d'atteintes aux sources de revenu et aux ressources que comporte le forage d'exploration;

—au besoin, procéder à des examens publics et axés sur des lieux particuliers des projets de forage.

La décision au sujet de l'opportunité de procéder à des examens publics pour évaluer les applications du forage et quant à la nature de ces examens ne peut être le fait que de l'Administration de la gestion environnementale, après examen de la proximité du lieu de forage envisagé avec l'aire d'évolution d'autres utilisateurs des ressources marines, des répercussions possibles sur la biote et des répercussions d'ordre socio-économique potentielles.

Recherche :

—veiller à ce que le programme d'établissement de cartes des zones sensibles de la côte entrepris grâce au fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement soit élargi et qu'il englobe des données sur la pêche alimentaire des Autochtones et veiller à ce que ce programme relève conjointement de l'industrie, du ministère des Pêches et des Océans et du ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique;

—veiller à ce que soit constitué un inventaire des sites archéologiques et culturels susceptibles d'être détériorés en cas d'éruption;

—accroître dans des proportions importantes la qualité et la quantité de l'information sur la pêche alimentaire des Autochtones dans la région;

—veiller à ce que le ministère des Pêches et des Océans poursuive ses études actuelles sur les courants sous-marins au voisinage des lieux de forage et à ce que les données sur les courants de surface et sur les vents soient intégrées aux modèles de trajectoires utilisés aux fins de la planification d'urgence;

—entreprendre un vaste programme de recherche visant à déterminer les effets sublétaux du pétrole brut dispersé de façon naturelle ou artificielle sur les étapes critiques du cycle de vie des salmonidés migrateurs;

—localiser, identifier et dénombrer les oiseaux de mer des colonies des zones continentales qui bordent les détroits d'Hécate et de la Reine-Charlotte et déterminer leur mode d'utilisation des territoires concernés;

—élaborer un programme global de recherche visant à réduire la carence des données nécessaires à la mise au point d'un modèle crédible d'incidence d'une éruption sur les espèces halieutiques importantes et sur les différentes étapes de leur cycle de vie.

RECOMMANDATIONS ET MESURES POUR LA PÉRIODE SUIVANT LA DÉCOUVERTE D'HYDROCARBURES ET PRÉCÉDANT L'ACHÈVEMENT DU FORAGE DE DÉLIMITATION

À cette étape de l'activité, l'exploitation future du pétrole et du gaz accède au rang de possibilité réelle. Il se sera écoulé trois ou quatre ans au moins depuis le début des études sismiques. En soi, l'exploitation proprement dite des hydrocarbures au large des côtes soulève des questions d'importance qui diffèrent dans une certaine mesure de celles qui touchent l'exploration.

Cette activité doit être planifiée soigneusement, car l'implantation possible d'une industrie majeure dans la région peut être aussi bien la source d'importants problèmes sociaux qu'un bienfait.

Après la délimitation d'un gisement rentable et avant que soit donnée l'approbation de procéder à son exploitation, l'Administration de la gestion environnementale doit prendre les mesures suivantes :

RECOMMANDATIONS ET MESURES RELATIVES À L'EXPLOITATION ET À LA PRODUCTION

Après la délimitation d'un gisement rentable et avant que soit donnée l'approbation de procéder à son exploitation, l'Administration de la gestion environnementale doit prendre les mesures suivantes :

—élaborer des directives précises aux fins de l'évaluation des répercussions d'ordre environnemental et socio-économique de l'exploitation projetée;

—évaluer le degré d'application de la recherche effectuée au cours de l'étape de l'exploitation à l'évaluation et à la gestion de l'exploitation et de la production;

—procéder à des examens publics officiels et complets des propositions d'exploitation;

—veiller à ce que le public soit parfaitement informé des procédures entreprises et de l'exploitation possible des ressources.

15. SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

Nous reprenons dans la présente section chacune des recommandations formulées dans le corps du rapport. Pour plus de commodité, nous les énumérons section par section.

Processus

La Commission recommande que les examens publics des incidences environnementales des grandes activités industrielles projetées dans de vastes régions géographiques soient effectués de telle manière que le gouvernement soit tenu d'établir, par la coordination interministérielle, l'énoncé des incidences environnementales et de présenter cette information à la tribune appropriée, pour examen public.

La Commission recommande de ne pas désigner de promoteur précis aux fins de l'examen des incidences environnementales à moins que les organismes de réglementation n'aient la capacité de le contraindre à maintenir sa participation.

La Commission recommande :

1. **que les gouvernements du Canada et de la Colombie-Britannique élaborent des politiques de financement des intervenants aux examens publics officiels en vertu desquelles des fonds seraient mis à la disposition des collectivités et des organisations concernées pour qu'elles puissent participer en connaissance de cause aux processus d'examen public;**

2. **qu'une aide financière soit versée aux collectivités et aux groupes pour les aider à analyser et à comprendre l'information disponible, à développer et à articuler leurs points de vue et l'expression de leurs préoccupations, et à ordonner et à présenter leurs exposés.**

ENJEUX ET RECOMMANDATIONS ESSENTIELLES

La Commission recommande que l'autorité chargée de la réglementation veille — et ce devrait être une de ses grandes priorités — à ce que le personnel de forage soit nanti d'une formation, d'une expérience et d'une compétence de niveau élevé et à ce que l'équipement employé soit de tout premier ordre; elle doit aussi veiller à ce que soient effectuées de fréquentes inspections des systèmes, de l'équipement et du personnel et à ce que ceux qui poursuivent les opérations de forage aient accès à des prévisions météorologiques de calibre satisfaisant.

La Commission recommande que toute activité de forage soit interdite à l'intérieur des limites d'une zone d'exclusion s'étendant à 20 kilomètres de la terre ferme, afin d'assurer la protection des formes de vie importantes en cas d'éruption en mer.

La Commission recommande que les opérations de forage d'exploration poursuivies à l'extérieur de la zone d'exclusion de 20 kilomètres soient au départ limitées aux mois de juin à octobre inclusivement afin qu'elles puissent se dérouler dans les meilleures conditions météorologiques possible, afin également de réduire la probabilité qu'une éruption se produise et de protéger les espèces biologiques importantes aux étapes critiques de leur cycle de vie.

La Commission recommande la création d'un mécanisme permettant aux résidants de la région de participer, suivant un mode qui leur soit acceptable, à la gestion de l'exploration pétrolière et gazière en mer et à la prise de décisions s'y rapportant.

La Commission recommande que, s'agissant de mettre au point des programmes et des mécanismes de participation des résidants de la région à la gestion de l'exploration pétrolière et gazière en mer et à la prise de décisions s'y rapportant, avec ce que cela suppose de répercussions possibles sur les ressources marines, le gouvernement mette au point des moyens de s'assurer la participation des peuples autochtones.

La Commission recommande l'établissement d'une politique gouvernementale d'indemnisation applicable à toutes les étapes d'un éventuel programme d'exploration, et ce, avant que les activités commencent.

ÉTUDES SISMIQUES

La Commission recommande :

1. **que l'exécution du programme d'études sismiques proposé par Chevron soit autorisée, sous réserve que la moitié du programme soit mise en oeuvre la première année d'activité et le reste la deuxième année;**

2. **que l'on adopte aux fins du programme d'études sismiques un espacement des passages d'au moins trois kilomètres, pour couvrir une distance d'au plus 5 200 kilomètres;**

3. **que, durant les deux saisons d'études sismiques, le ministère des Pêches et des Océans procède, de concert avec le navire d'étude sismique, à une surveillance et à une expérimentation poussées en vue de déterminer la nature et l'étendue de tout dommage consécutif aux études sismiques;**

4. que les données recueillies à la faveur de la surveillance et de l'expérimentation soient utilisées par l'autorité chargée de la réglementation pour déterminer les répercussions à long terme probables des opérations associées aux études sismiques sur la biote marine, et notamment sur les oeufs et les embryons libres, et pour mettre au point les mécanismes de contrôle et la réglementation qui régiront les futures études sismiques;

5. que, tant que les résultats de la surveillance et de l'expérimentation n'auront pas été évalués, nulle autre étude sismique ne soit autorisée.

La Commission recommande que, au cours des périodes délicates de la migration des baleines grises et du frai de hareng, soit en mars, avril, mai, novembre et décembre, nulle opération ressortissant aux études sismiques n'ait lieu à moins de dix kilomètres du rivage.

La Commission recommande que, si des mammifères marins sont observés à moins de deux kilomètres du dispositif de canons à air, l'opération cesse temporairement, soit jusqu'à ce que les mammifères aient quitté le secteur.

La Commission recommande que, pour les besoins des opérations générales, les études sismiques ne fassent appel qu'aux canons à air.

La Commission recommande que, si l'emploi d'explosifs en eau peu profonde est nécessaire pour assurer la continuité entre les études à terre et les études en mer, l'autorisation à cet égard ne soit accordée :

1. que s'il n'existe aucune solution de rechange;

2. qu'à la condition que les explosifs soient enfouis dans des trous de sonde pratiqués dans le fond marin;

3. que le programme soit assujetti à l'approbation particulière du ministère des Pêches et des Océans quant au moment et au lieu où il se déroulera.

La Commission recommande que des feuillets décrivant les techniques de pêche employées sur la côte de la Colombie-Britannique, illustrant les différentes méthodes de capture du poisson, des mollusques et des crustacés et précisant les saisons de pêche et décrivant également les opérations que comportent les études sismiques, soient publiés et largement diffusés.

La Commission recommande que les opérateurs des navires d'étude sismique rencontrent les membres de l'industrie de la pêche avant que les études commencent afin d'identifier les secteurs de pêche intensive possibles et de connaître les saisons de pêche et afin de se familiariser avec l'équipement et les techniques de pêche employés localement.

OPÉRATIONS COURANTES DE FORAGE D'EXPLORATION ET DE SOUTIEN

La Commission recommande que l'autorité chargée de la réglementation réserve son autorisation de forer jusqu'à ce que le Service de l'environnement atmosphérique d'Environnement Canada ait acquis la conviction qu'il est effectivement possible de disposer d'un préavis de six heures au moins en cas de forte tempête, afin que l'exploitant ait suffisamment de temps pour déconnecter l'installation de forage de la tête de puits en toute sécurité.

La Commission recommande que le ministère des Pêches et des Océans élabore et mette en oeuvre un programme visant à accroître la connaissance générale des courants dans la région et en particulier dans le secteur où auraient lieu des travaux de forage quand il y a une proposition en ce sens.

La Commission recommande que l'exploitant et l'autorité chargée de la réglementation évaluent, avant que le forage commence, le risque que se produisent des flux de turbidité attribuables à un tremblement de terre et que, s'il est établi qu'il existe un risque réel, la tête de puits soit conçue de manière à rester fermée.

La Commission recommande que les exploitants soient tenus de procéder à une étude approfondie du fond marin, à l'aide, notamment, de l'étinceleur, lorsqu'ils étudient un emplacement où procéder éventuellement à des travaux de forage.

La Commission recommande qu'on n'utilise, pour les besoins des opérations de forage au large de la côte ouest, que des boues de forage à base de lignosulfonate sans chrome.

La Commission recommande que l'autorité chargée de la réglementation oblige l'industrie à n'utiliser que des produits pour boues de forage ayant une teneur en métaux lourds de faible à nulle et que l'industrie procède régulièrement à l'examen d'échantillons de ses approvisionnements pour s'assurer que les normes approuvées sont observées.

La Commission recommande que, afin de réduire la nécessité d'employer de l'huile comme fluide de "spotting" pour dégager les masses-tiges coincées, on utilise des masses-tiges à rainures en spirale ou droites pour toutes les opérations de forage.

La Commission recommande que, s'il faut utiliser de l'huile pour dégager les masses-tiges, l'on fasse appel à une huile minérale ou à tout autre type d'huile non toxique.

La Commission recommande que, dans les situations particulières exigeant l'emploi de boues de forage à base d'huile :

1. **on n'utilise que des boues à base d'huile minérale;**
2. **on utilise un système en circuit fermé, afin que jamais des boues à base d'huile ne soient déversées dans la mer;**
3. **la quantité d'huile adhérant aux déblais soit réduite par lavage au jet au tamis vibrant et par la récupération de l'huile.**

La Commission recommande que, afin de réduire la perturbation attribuable aux bruits aériens des mammifères marins et des oiseaux, le Service canadien de la faune (Environnement Canada) et le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique élaborent des directives visant à prévenir la perturbation des espèces vulnérables et que ces directives soient mises en application par les pilotes d'aéronefs qui interviennent dans le programme d'exploration au large de la côte ouest.

La Commission recommande que Transports Canada mette au point un mécanisme devant faire en sorte que les contraintes applicables à la circulation aérienne près des lieux fragiles fréquentés par les mammifères marins et les oiseaux soient d'observation obligatoire pour tous les pilotes d'aéronefs circulant dans la région.

La Commission recommande :

1. **que, dans la mesure du possible, les feux de position des installations de forage soient constitués de feux à éclats à forte intensité ou d'autres types de feux intermittents;**
2. **que les luminaires éclairant les activités à bord de l'installation de forage soient masqués ou munis d'écrans pour limiter la diffusion de la lumière vers l'extérieur;**
3. **que le phénomène d'attraction des oiseaux par les feux de l'installation soit surveillé et que des rapports sur la mortalité des oiseaux soient publiés chaque mois afin de constituer des données qui permettront de mieux évaluer et atténuer les problèmes potentiels.**

La Commission recommande que, pendant l'étape de l'exploration pétrolière et gazière en mer, les installations à terre soient aménagées dans les zones industrielles des collectivités existantes.

La Commission recommande que, dans les cas où le lieu de forage présente des signes évidents de déplacement des sédiments, le niveau de coupure de la tête de puits soit porté à trois mètres au-dessous du fond marin.

La Commission recommande que la Garde côtière canadienne surveille de près tout accroissement de la circulation maritime et, si le forage au large des côtes est approuvé, qu'elle élabore et mette en application un système de gestion de la circulation maritime dans la région.

EFFETS SOCIO-ÉCONOMIQUES DES OPÉRATIONS COURANTES

La Commission recommande qu'en cas d'expansion des activités d'exploration, le ministère des Affaires indiennes et du Nord et le ministère des Affaires municipales de la Colombie-Britannique fournissent des fonds et de l'aide aux collectivités susceptibles d'être affectées de façon que celles-ci puissent mettre sur pied des programmes continus de contrôle des effets socio-économiques de l'exploration hauturière, ainsi que d'autres programmes destinés à y faire face.

La Commission recommande qu'un programme d'information et d'éducation du public soit immédiatement mis sur pied en consultation avec les résidants de la région, les représentants de l'industrie et l'organisme de contrôle.

La Commission recommande que pour être admissibles à une Entente d'exploration, les exploitants soient tenus d'établir une politique accordant la préférence aux résidants au chapitre de l'emploi lorsque ceux-ci possèdent des qualifications équivalentes et de veiller à ce que les entrepreneurs se conforment à cette politique.

La Commission recommande que le gouvernement et l'industrie étudient les programmes de formation existants et que, advenant l'expansion des activités d'exploration, on offre des cours aux résidants pour qu'ils puissent postuler des emplois dans le domaine du pétrole.

Si les activités d'exploration prenaient de l'expansion, la Commission recommande que l'industrie, en consultation avec les résidants, élabore des programmes pour permettre à ceux-ci de poursuivre leurs activités traditionnelles dans la mesure du possible tout en participant aux travaux d'exploration au large des côtes.

La Commission recommande que pour être admissibles à une Entente d'exploration, les exploitants soient tenus d'élaborer une politique accordant la préférence aux

fournisseurs locaux de biens et de services, et de veiller à ce que les entrepreneurs se conforment à cette politique.

ÉRUPTIONS

La Commission recommande que l'organisme de contrôle attende pour autoriser le forage d'un puits d'exploration que l'exploitant ait prouvé qu'il a pris des dispositions formelles pour garantir la mobilisation d'une installation de forage de puits de décompression en cas d'éruption et pour commencer les travaux de forage dans les quatorze jours qui suivent la décision de mobiliser une telle installation, peu importent les conditions du temps et tout autre facteur. Les premières mesures en vue de mobiliser une installation de forage de puits de décompression doivent être prises dans les 48 heures qui suivent le début de l'éruption.

La Commission recommande qu'avant le début des activités de forage d'exploration, l'organisme de contrôle prenne des mesures pour :

1. **évaluer directement l'expérience, la formation, le mode d'évaluation et les aptitudes de surveillance du personnel de forage;**
2. **veiller à ce que le matériel utilisé pour les opérations de forage et de contrôle des puits soit de la meilleure qualité et réponde aux normes les plus strictes;**
3. **élaborer des programmes et des méthodes efficaces de surveillance, d'inspection et de mise en oeuvre en ce qui a trait au contrôle des puits, et veiller à ce que ces programmes et méthodes soient appliqués entièrement au moment voulu; et**
4. **veiller à ce que ces programmes incluent des inspections et des exercices non annoncés fréquents, de façon à vérifier si on respecte les procédures, les normes et les règlements établis en matière de forage et si le personnel et le matériel de forage sont prêts à faire face aux urgences et aux éruptions.**

DESTIN ET EFFETS DU PÉTROLE SUR LE MILIEU MARIN

La Commission recommande que le ministère des Pêches et des Océans mène des recherches afin de déterminer les effets létaux et sublétaux du pétrole brut dispersé de façon naturelle ou non sur les principales étapes de développement des salmonidés en migration.

La Commission recommande que le ministère des Pêches et des Océans, en collaboration avec d'autres organismes, élabore un programme global de recherche destiné à combler les lacunes existantes de façon à permettre l'élaboration d'un modèle crédible des effets d'une éruption de pétrole sur les espèces importantes de poisson à différentes étapes de leur développement.

La Commission recommande qu'en cas d'éruption, le ministère des Pêches et des Océans soit prêt à lancer immédiatement un important programme de recherche et de contrôle afin de recueillir des renseignements concernant les concentrations réelles de pétrole dans la colonne d'eau et les effets létaux et sublétaux du pétrole sur les espèces importantes de la côte ouest, et notamment le saumon et le hareng, aux étapes importantes de leur développement, de façon à évaluer de façon plus précise les effets du pétrole sur ces espèces.

La Commission recommande qu'avant le début du forage d'exploration, Environnement Canada (le Service canadien de la faune), aidé des organismes provinciaux appropriés, fasse l'inventaire des côtes de la région ainsi que des eaux limitrophes, afin d'établir une base de données sur les populations, l'emplacement et le comportement des oiseaux côtiers, aux fins de la planification d'urgence.

La Commission recommande que l'exploitant, dans son plan d'urgence en cas d'éruption de pétrole, identifie les spécialistes qui pourront diriger sur appel les efforts locaux visant à débarasser les oiseaux du pétrole.

La Commission recommande qu'on mette sur pied des programmes visant à améliorer la qualité et la quantité des données relative à la pêche de subsistance des Autochtones de la région.

La Commission recommande qu'avant le début du forage d'exploration, le ministère des Pêches et des Océans élabore un plan d'urgence en vue de la gestion des pêches commerciales après une éruption (y compris pour ce qui est du contrôle du poisson afin de déceler toute trace de pollution) et de l'administration des zones fermées.

PLANIFICATION D'URGENCE ET CONTRE-MESURES EN CAS D'ÉRUPTION DE PÉTROLE

La Commission recommande qu'avant l'autorisation du forage d'exploration, l'organisme de contrôle veille :

1. **à ce que le programme de cartographie des zones vulnérables de la côte, subventionné à même le fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement, soit étendu aux zones encore mal cartographiées;**

2. **à ce que les activités de pêche de subsistance des Autochtones et de récolte des ressources figurent sur les cartes, et à ce que les Autochtones participent à la collecte et au développement des données;**

3. **à ce que des dispositions soient prises en vue d'assurer la mise à jour des cartes par le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, Environnement Canada, le ministère des Pêches et des Océans et l'industrie; et**

4. **à ce que la Direction de la conservation du patrimoine de la Colombie-Britannique fasse l'inventaire des sites archéologiques et culturels vulnérables au pétrole et vérifie si les plans d'urgence contiennent des mesures en vue de protéger ces sites contre des opérations de nettoyage mal planifiées.**

La Commission recommande qu'en cas d'éruption :

1. **la Garde côtière canadienne coordonne l'intervention des organismes gouvernementaux face à un déversement dû à une éruption; et**

2. **l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique coordonnent les responsabilités des organismes gouvernementaux en ce qui a trait aux mesures de contrôles des éruptions à bord des installations.**

La Commission recommande que l'organisme de contrôle assure l'élaboration de différents programmes visant à former, organiser et équiper les résidants en vue de leur participation aux contre-mesures en cas d'écoulement accidentel de pétrole et au nettoyage.

La Commission recommande qu'avant l'autorisation du forage d'exploration, l'organisme de contrôle veille à ce que des dispositions soient prises en vue de tester et d'évaluer régulièrement les plans d'urgence de l'exploitant et du gouvernement.

La Commission recommande que l'organisme de contrôle veille à ce qu'on organise au moins un exercice complet concernant les mesures à prendre en cas d'éruption au cours de la période initiale d'exploration et, si les activités d'exploration prenaient de l'expansion, qu'on effectue au moins un exercice chaque année.

La Commission recommande qu'avant l'autorisation du forage d'exploration, l'organisme de contrôle exige des exploitants une description détaillée de ce qui suit :

1. **les méthodes et le matériel de contrôle et de surveillance prévus aux fins du repérage des nappes de pétrole provenant d'une éruption;**

2. **l'emplacement et la disponibilité du matériel et son mode de déploiement; et**

3. **l'utilité des méthodes et du matériel pour repérer les nappes provenant d'une éruption dans un lieu de forage donné.**

La Commission recommande qu'un an au moins avant le début du forage d'exploration, le ministère des Pêches et des Océans, en collaboration avec l'industrie, applique un programme de mesure des courants de surface au voisinage de la plate-forme de forage, et que l'industrie tienne compte des effets des courants de surface dans l'élaboration de ses plans d'urgence.

La Commission recommande que dans le cadre des contre-mesures, on utilise surtout des bouées émettrices pour suivre les mouvements des nappes de pétrole.

La Commission recommande qu'avant l'autorisation du forage d'exploration, la Garde côtière canadienne améliore les ressources dont elle dispose pour faire face à un déversement de pétrole en haute mer, y compris en ce qui a trait au personnel, à l'équipement, aux dépôts, aux systèmes de communication et aux moyens logistiques pour déployer rapidement ces ressources.

La Commission recommande qu'avant le début du forage d'exploration :

1. **Environnement Canada et le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique établissent clairement dans quelles circonstances leur gouvernement respectif pourrait autoriser ou interdire l'utilisation des dispersants et, en collaboration avec l'industrie, élaborent une stratégie d'emploi des dispersants dans les cas autorisés; et**

2. **les exploitants incluent cette stratégie d'emploi dans leurs plans d'urgence.**

La Commission recommande qu'avant l'autorisation du forage d'exploration, les exploitants incluent dans leurs plans d'urgence des stratégies précises en vue du nettoyage des rives vulnérables au pétrole provenant d'une éruption au lieu de forage proposé et que ces plans contiennent des détails sur le type de matériel disponible, les besoins en main-d'oeuvre, les programmes de formation et les moyens logistiques, ainsi que des directives sur le nettoyage de chaque secteur.

INDEMNISATION

La Commission recommande qu'une politique gouvernementale d'indemnisation couvrant toutes les étapes du programme d'exploration soit élaborée avant le début des activités d'exploration, et que cette politique soit fondée sur les principes fondamentaux suivants :

1. **toute perte ou détérioration de biens et de matériel doit être indemnisée.**
2. **toute perte de revenu doit être indemnisée.**
3. **toute perte ou détérioration des ressources collectives doit être indemnisée.**
4. **toute perte ou détérioration dont on connaît ou non le responsable doit être couverte.**
5. **dans tout litige concernant l'indemnisation de dommages ou de pertes de revenu, ce sont les compagnies pétrolières qui ont le fardeau de la preuve et non les requérants; les compagnies pétrolières doivent appuyer leur déni «sur la prépondérance des possibilités».**
6. **comme le gouvernement et l'industrie profitent tous deux du programme d'exploration, tous deux doivent partager la responsabilité financière des pertes ou dommages subis par des ressources collectives.**
7. **les programmes d'indemnisation des pertes causées aux ressources collectives doivent viser surtout le remplacement des ressources plutôt que l'indemnisation financière.**

La Commission recommande que tout litige concernant une demande d'indemnisation des pertes ou dommages causés par les opérations courantes qui ne peut être réglé par voie de négociation entre les deux parties en cause soit soumis à l'arbitrage d'un tiers.

La Commission recommande l'élaboration, avant le début du forage d'exploration, d'une politique sur l'indemnisation des pertes et dommages causés par une éruption importante, compte tenu des principes fondamentaux établis par la Commission et des éléments identifiés dans ce document.

La Commission recommande qu'avant le début du forage, chaque exploitant soit tenu de déposer quarante millions de dollars à titre de garantie ou d'accréditif.

La Commission recommande que le gouvernement accepte une responsabilité financière de dix millions de dollars à l'égard des programmes de réhabilitation des ressources destinés à remplacer les ressources perdues à la suite d'une éruption de pétrole.

La Commission recommande que la responsabilité financière absolue de l'exploitant et du gouvernement à l'égard des programmes de réhabilitation des ressources ne dépasse pas vingt millions de dollars et soit assumée conjointement par le gouvernement et l'exploitant.

La Commission recommande qu'en cas d'éruption, le gouvernement décide s'il y a lieu d'établir un programme de réhabilitation des ressources et que ce programme soit conçu et mis sur pied par les organismes gouvernementaux appropriés.

La Commission recommande la création d'un Bureau d'indemnisation de la côte ouest en cas d'éruption importante.

La Commission recommande que le Bureau d'indemnisation de la côte ouest soit constitué de trois membres au moins et compte un nombre égal de représentants de l'industrie pétrolière et de l'industrie de la pêche avec, à leur tête, un président indépendant.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

La Commission recommande la création immédiate d'un Comité de coordination environnementale de l'activité pétrolière au large de la côte ouest, chargé de veiller à l'application des recommandations de la Commission relativement aux premières étapes des activités au large des côtes.

La Commission recommande que le Comité de coordination environnementale de l'activité pétrolière au large de la côte ouest soit créé sous l'égide des ministères fédéral et provincial de l'Environnement et comprenne des représentants du ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, d'Environnement Canada (régions du Pacifique et du Yukon), du ministère des Pêches et des Océans (régions du Pacifique et du Yukon), du ministère des Affaires municipales de la Colombie-Britannique, du ministère des Affaires indiennes et du Nord (région de la Colombie-Britannique), de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique. Ce comité devrait soumettre des rapports aux deux ministres de l'Environnement deux fois l'an ainsi qu'à certains moments précis des premières étapes des activités d'exploration.

La Commission recommande la création par les ministères fédéral et provincial de l'Environnement d'un Comité consultatif public composé de trois membres. Ce comité devra conseiller l'organisme de contrôle et le

Comité de coordination environnementale au sujet des préoccupations du public et entreprendre des programmes d'éducation et d'information du public. Les membres du Comité devront représenter les intérêts des résidants, des Autochtones et des pêcheurs.

La Commission recommande la création d'une Administration de la gestion environnementale de l'activité pétrolière au large de la côte ouest, qui devra entrer en fonction dès que l'organisme de contrôle recevra la première proposition de forage d'exploration.

La Commission recommande que cette Administration comprenne cinq représentants du public régional, nommés conjointements par les ministres de l'Environnement du Canada et de la Colombie-Britannique et choisis parmi les candidats proposés par la Offshore Alliance of Aboriginal Nations, les membres de la côte nord de la Union of British Columbia Municipalities, le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, Environnement Canada et le ministère des Pêches et des Océans.

COMMISSION D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE DU PROJET D'EXPLORATION AU LARGE DE LA CÔTE OUEST

Ewan Cotterill
Président

Charlie Bellis

Peter Gelpke

Allen Milne

Norman (Sonny) Nelson

ANNEXE A

MANDAT DE LA COMMISSION

INTRODUCTION

Aux termes du Protocole d'entente signé par le gouvernement du Canada et le gouvernement de la Colombie-Britannique le 8 septembre 1983, la Commission doit procéder à un examen public des conséquences environnementales et socio-économiques connexes des activités d'exploration pétrolière en mer dans le secteur de l'entente, au nord de l'île de Vancouver. Il ne saurait être question de lever les moratoires fédéral et provincial sur l'exploration de ce secteur tant que l'examen n'aura pas eu lieu.

La Commission oeuvrera dans un cadre conjoint en vertu du processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement et de la Loi provinciale sur la gestion de l'environnement. Aux fins de l'examen, Chevron Canada Resources Limited a été désignée comme promoteur dans le détroit d'Hécate, le golfe de la Reine Charlotte et le détroit de la Reine Charlotte.

SECRÉTARIAT

Le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales et le ministère provincial de l'Environnement fourniront à la Commission le budget et les services de secrétariat dont elle a besoin.

MANDAT DE LA COMMISSION

La Commission a pour mandat d'examiner et d'évaluer les conséquences environnementales et socio-économiques connexes des activités d'exploration pétrolière en mer dans le secteur de l'entente, et de faire des recommandations aux ministres provincial et fédéral de l'Environnement concernant les conditions d'exploration pétrolière aux fins de la sécurité et de l'exploitation responsable de l'environnement. Pour remplir son mandat, la Commission doit examiner publiquement les projets d'exploration proposés afin de s'assurer que tous les facteurs environnementaux et socio-économiques connexes soient pris en considération.

EXCEPTIONS

La Commission ne doit pas aborder les questions de politique en matière d'énergie, de juridiction ou de revendications territoriales. Les problèmes liés à la production et au développement ne doivent pas non plus être traités, mais on pourra les identifier à des fins d'examen ultérieur advenant que les activités d'exploration soient fructueuses.

PORTÉE DE L'EXAMEN

L'objectif de l'examen est de faire des recommandations concernant les conditions d'exploration aux fins de la sécurité et de l'exploitation responsable de l'environnement au cas où on déciderait de reprendre les activités de forage.

Par conséquent, en vue de l'examen, la Commission doit recevoir de l'information sur ce qui suit :

1. la géologie générale au large des côtes et les zones susceptibles de receler des hydrocarbures;
2. la nature et l'étendue des activités d'exploration prévues dans les zones d'intérêt; et
3. les phénomènes biophysiques pertinents et les questions socio-économiques relatives au secteur en cause.

L'examen de la Commission doit porter sur ce qui suit :

1. les effets éventuels du milieu marin sur les activités d'exploration hauturière;
2. les conséquences environnementales et socio-économiques connexes des activités d'exploration hauturière sur les milieux côtier et marin et sur leur utilisation; et
3. l'importance des effets identifiés ci-haut et les mesures requises pour y faire face.

RAPPORT ET RECOMMANDATIONS

La Commission doit présenter un rapport faisant état de ses découvertes aux ministres fédéral et provincial de l'Environnement au plus tard le 30 novembre 1985.

Ce rapport doit porter sur ce qui suit :

1. les problèmes saisonniers et régionaux liés à l'exploration hauturière;
2. s'il y a lieu, les questions à éclaircir pour évaluer tous les impacts et les risques avant le début des activités d'exploration; et

3. les conditions d'exploration hauturière aux fins de la sécurité et de l'exploitation responsable de l'environnement au cas où on déciderait de reprendre les activités de forage.

La Commission est aussi invitée à fournir des renseignements supplémentaires sur des sujets connexes dans le cadre de son mandat.

EXAMEN PAR LA COMMISSION

Dans le cadre de son examen, la Commission devra prévoir des audiences publiques non judiciaires organisées de façon à permettre l'examen des renseignements fournis à la Commission.

L'examen de la Commission se déroulera comme suit :

1. les Évaluations environnementales initiales de Petro-Canada et de Chevron ainsi que les autres documents d'appui, y compris les résultats de l'évaluation technique, seront soumis à la Commission et mis à la disposition du public;

2. après étude de ces documents et intervention du public, la Commission demandera des renseignements supplémentaires au besoin; et

3. les documents ci-haut, plus les renseignements supplémentaires exigés par la Commission, constitueront l'Énoncé des incidences environnementales qui sera utilisé dans le cadre de cet examen public.

MARCHE À SUIVRE

La Commission devra rédiger une marche à suivre détaillée concernant le déroulement de l'examen et la mettre à la disposition du public.

ANNEXE B

BIOGRAPHIE DES MEMBRES DE LA COMMISSION

M. EWAN COTTERILL (PRÉSIDENT)

M. Cotterill est expert-conseil en affaires publiques et en gestion des ressources. Il possède une vaste expérience dans le développement des ressources du Nord à titre de haut fonctionnaire fédéral et de cadre de l'industrie pétrolière. Il connaît bien les problèmes des autochtones et de la collectivité. Ancien sous-ministre adjoint au ministère fédéral des Affaires indiennes et du Nord, il a également été commissaire adjoint des Territoires du Nord-Ouest. M. Cotterill a de plus été président exécutif du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales et, plus récemment, vice-président de Dome Petroleum Ltd et président de l'Association des exploitants de pétrole de l'Arctique.

M. CHARLIE BELLIS

M. Bellis vit et travaille dans l'archipel de la Reine Charlotte depuis toujours. Il pratique la pêche commerciale depuis de nombreuses années et possède son propre bateau de pêche. Il a été directeur du Conseil de la nation haïda et vit actuellement à Masset. M. Bellis a aussi exploité un remorqueur dans les îles de la Reine Charlotte pendant huit ans, travaillé à bord d'un caseyeur et fait partie du Comité consultatif sur les pêches du ministère des Pêches et des Océans pendant dix ans. Il a aussi été membre du conseil d'administration de la coopérative de crédit de Masset et il occupe le poste de coordonnateur des pêches au sein du Conseil de la nation haïda.

M. PETER GELPKE

M. Gelpke est ingénieur du pétrole et cadre. Il possède trente-huit années d'expérience dans l'exploration et la production du pétrole et du gaz, tant au Canada qu'à l'étranger. À titre d'ingénieur et de gestionnaire, il a occupé des postes de direction au sein des compagnies Shell, Total et Mobil dans plusieurs régions du monde, ainsi que pour Trafalgar House et le groupe Comex en Europe. Son travail l'a amené à s'occuper des différents aspects des programmes d'exploration et de production en mer au Moyen-Orient, en Extrême-Orient ainsi que dans la Mer du Nord. M. Gelpke est rentré au Canada il y a trois ans et vit maintenant à West Vancouver où il gère une petite entreprise d'experts-conseils. Il possède le statut d'ingénieur accrédité en Colombie-Britannique et en Alberta.

M. ALLEN MILNE

Homme de science et océanographe, M. Milne vit maintenant à Sidney en Colombie-Britannique. Il a été 29 ans à l'emploi de la Fonction publique fédérale, plus particulièrement en Colombie-Britannique où il a participé à de nombreuses recherches scientifiques et études océanographiques. Avant de quitter la Fonction publique en 1979, il a été cinq ans chef du département d'océanographie arctique à l'Institut d'océanographie de Pat Bay. Depuis 1979, il a mené divers travaux à titre d'expert-conseil, y compris des études d'impact environnemental concernant l'exploitation du pétrole et du gaz dans la mer de Beaufort.

M. NORMAN (SONNY) NELSON

M. Nelson a plus de 25 années d'expérience dans la gestion des pêches en Colombie-Britannique. Après avoir géré des opérations de pêche à Vancouver, Prince Rupert et en Alaska, M. Nelson s'est joint à la British Columbia Packers où il a été vice-président des opérations pour le Pacifique et membre du conseil d'administration de 1977 à 1983. Depuis 1980, M. Nelson est expert-conseil en matière de pêche à la British Columbia Packers. Il vit actuellement à West Vancouver.

ANNEXE C

BIOGRAPHIE DES SPÉCIALISTES TECHNIQUES

M. JAMES DARLING — MAMMIFÈRES MARINS

M. Darling possède un baccalauréat en biologie (1972) et une maîtrise en zoologie (1978) de l'Université de Victoria, ainsi qu'un doctorat en biologie (1983) de l'Université de Californie. Il est actuellement directeur exécutif de la West Coast Whale Research Foundation, qui regroupe des chercheurs canadiens et américains. La plus grande partie de son expérience professionnelle est liée à la recherche sur les baleines et il a travaillé pour la Commission baleinière internationale ainsi que pour le Fonds mondial pour la nature.

M. Darling a remplacé M. John Ford à titre de spécialiste des mammifères marins à la mi-octobre 1985.

MME DIANE ERICKSON — IMPACT SOCIAL ET COMMUNAUTAIRE

Mme Erickson est expert-conseil en matière d'évaluation de l'impact social et elle vit maintenant à Victoria. Elle a rempli les fonctions d'expert-conseil au village d'Inuvik relativement à l'impact éventuel des projets d'exploitation du pétrole et du gaz dans la mer de Beaufort et elle a aussi participé à différentes études d'impact social en Colombie-Britannique. Elle possède un baccalauréat en sociologie (1969) de l'Université York et une maîtrise en sociologie (1974) de l'Université de la Colombie-Britannique.

M. JOHN FORD — MAMMIFÈRES MARINS

M. Ford a obtenu un doctorat en zoologie à l'Université de la Colombie-Britannique en 1985. Il jouit actuellement d'une bourse de séjour à la Station biologique du Pacifique (ministère des Pêches et des Océans) de Nanaïmo qui s'occupe de recherche sur les mammifères marins. Il a aussi travaillé pour la West Coast Whale Research Foundation et effectué plusieurs enquêtes et études sur les mammifères marins, et surtout les baleines, dans l'Arctique canadien et dans les eaux de la côte ouest.

M. Ford a remis sa démission à titre de spécialiste des mammifères marins au début d'octobre 1985 en raison d'un conflit d'intérêt potentiel entre ses fonctions à la Commission et ses responsabilités actuelles au sein du ministère des Pêches et Océans. Il a été remplacé par M. Jim Darling.

M. DAVID FISSEL — OCÉANOGRAPHIE PHYSIQUE

M. Fissel a obtenu une maîtrise en océanographie de l'Université de la Colombie-Britannique en 1975. Il a ensuite obtenu un travail à contrat en océanographie physique à l'Institut d'océanographie de Victoria en Colombie-Britannique. Pendant un an, il a étudié les courants et la pression en travers du détroit Juan de Fuca et participé activement à des études sur la circulation dans la partie est du Passage du Nord-Ouest. Il s'est joint à la Arctic Sciences Ltd de Sidney, Colombie-Britannique, à titre de membre fondateur en avril 1977 et il a dirigé une étude de deux ans sur l'océanographie physique de la partie ouest de la baie de Baffin, suivie d'une étude complémentaire en 1980. Plus récemment, M. Fissel a dirigé une étude océanographique de l'Archipel arctique canadien au printemps de 1982 et 1983; des études sur les courants dans la mer de Beaufort en 1981 et 1982; et une analyse par satellite des dériveurs au large du Labrador en 1981, 1982 et 1983.

M. CHRIS HATFIELD — ÉVALUATION DES RISQUES D'ÉCOULEMENT ACCIDENTEL DE PÉTROLE

M. Hatfield est président de la Hatfield Consultants Limited de West Vancouver. Il possède un baccalauréat en zoologie des pêches de l'Université de la Colombie-Britannique (1967) et une maîtrise en écologie et pollution des eaux de l'Université Queen's de Kingston en Ontario (1970). Avant de fonder sa propre entreprise d'experts-conseils en 1974, M. Hatfield a dirigé le programme d'évaluation environnementale et de contrôle des déversements de pétrole du Service de la protection de l'environnement (Environnement Canada) à Vancouver. M. Hatfield a fait d'importantes études et des enquêtes sur les écoulements accidentels de pétrole, les plans d'urgence en cas d'écoulement de pétrole, l'évaluation des risques d'écoulement accidentel de pétrole, le nettoyage du pétrole répandu et les ressources environnementales mises en danger par l'écoulement accidentel du pétrole. Il a travaillé au Canada et à l'étranger (Brésil, Vénézuela et Indonésie).

M. PETER LARKIN — GESTION DES PÊCHES

À l'Université de la Colombie-Britannique, M. Larkin est vice-président adjoint à la recherche, professeur à l'Institut d'écologie des ressources animales et professeur du département de zoologie. Il possède une maîtrise de l'Université de la Saskatchewan (1946) et un doctorat de l'Université d'Oxford (1948). Avant de se joindre au personnel de l'Université de la Colombie-Britannique en 1966, M. Larkin a été trois ans directeur de la Station biologique du Pacifique de Nanaïmo (Conseil de recherches sur les pêches du Canada).

Il est de plus membre du conseil d'administration de la British Columbia Packers Limited; membre du Comité canadien d'étude des phoques et de leur chasse; membre du comité consultatif du Centre international de gestion des ressources marines vivantes; et membre du comité directeur du Symposium sur la pêche récréative. Il a également été membre du Conseil national de recherches du Canada de 1981 à 1984; conseiller auprès du ministère des Pêches et des Océans sur le programme de repeuplement du saumon (1974-1978); membre du Conseil (1972-1975) et président du Comité de gestion des ressources (1973-1977) du Conseil consultatif de recherches sur les pêcheries et les océans du Canada; et membre du Conseil des sciences du Canada (1971-1977). M. Larkin s'intéresse surtout aux domaines de recherche suivants : modélisation mathématique de la dynamique des populations de poissons; théorie de la gestion des ressources; rapports entre les prédateurs et leurs proies; mécanismes de la politique relative aux sciences; et gestion de la recherche.

M. TIM PARSONS — OCÉANOGRAPHIE BIOLOGIQUE

M. Parsons est professeur de zoologie et d'océanographie à l'Université de la Colombie-Britannique. Il possède un baccalauréat (1953), une maîtrise (1955) et un doctorat (1958) de l'Université McGill. Avant de se joindre à l'Université de la Colombie-Britannique en 1971, il a été chercheur au Conseil consultatif de recherches sur les pêcheries et les océans de Nanaïmo (1958-1962 et 1964-1971) et spécialiste de programme à l'UNESCO (Paris) de 1962 à 1964. Il a été président et agent exécutif de l'American Society of Limnology and Oceanography (1969-1972); président de l'Association internationale d'océanographie biologique (1976-1982); et membre du Comité de perfectionnement de l'Institut océanographique de Paris depuis 1973. Il est aussi membre du Comité scientifique pour les recherches océaniques et du Conseil de recherche de Pêches et Océans. M. Parsons s'intéresse surtout à l'océanographie biologique, à la pollution marine, à l'océanographie des pêches et à l'éducation en matière d'océanographie.

M. IAN ROBERTSON — OISEAUX CÔTIERS

M. Robertson est un expert-conseil indépendant spécialisé dans les domaines de la faune marine et des urgences environnementales. Il possède une maîtrise en zoologie de l'Université de la Colombie-Britannique (1971) et il a travaillé pour le gouvernement et pour des experts-conseils en environnement avant d'ouvrir son propre bureau en 1983. Il a participé à de nombreuses études sur les oiseaux côtiers, et entre autres à un inventaire des oiseaux marins de la côte ouest; à une étude sur les oiseaux ichtyophages et sur leurs relations avec le hareng; à une étude sur les oiseaux marins du détroit de Georgie; et à une étude sur les oiseaux victimes d'écoulements de pétrole dans le port de Vancouver. Il a travaillé pour le Service de la protection de l'environnement d'Environnement Canada de 1974 à 1978 et il a été quelque temps gestionnaire à la Direction des urgences environnementales durant cette période.

M. DAVID THOMAS — OCÉANOGRAPHIE CHIMIQUE

M. Thomas est expert-conseil en océanographie chimique et en géochimie marine. Il possède un baccalauréat ès science de l'Université Queen's (1972) et une maîtrise en océanographie chimique de l'Université de la Colombie-Britannique (1975). Il a effectué des recherches sur la géochimie des métaux lourds, l'interaction des sédiments et de l'eau de mer, et le flux des contaminants dans les systèmes estuariens tempérés et polaires. Dans le cadre de ces études, il a mené divers projets de recherche élémentaire en laboratoire et de nombreuses études dans l'Arctique et sur les côtes de la Colombie-Britannique. Depuis 1972, M. Thomas a dirigé une trentaine de croisières océanographiques destinées à effectuer des études en chimie, en physique, en biologie et en géologie, ainsi que plus de 50 projets dans le domaine de l'océanographie, y compris la conception d'instruments océanographiques. Ces dernières années, M. Thomas s'est spécialisé dans les études d'impact environnemental et la surveillance du milieu.

ANNEXE D

DÉROULEMENT DU PROCESSUS D'EXAMEN

Juin 1984

Établissement de la Commission par les ministres de l'Environnement du Canada et de la Colombie-Britannique, aux termes du Protocole d'entente signé en septembre 1983 par le ministre fédéral de l'Énergie et son homologue provincial. Les deux ministres ont précisé le mandat de la Commission au moment de son établissement.

Septembre 1984

La Commission publie une marche à suivre décrivant comment elle entend mener son examen.

Octobre 1984

La Commission se rend en Angleterre, en Écosse et en Norvège pour visiter des installations de production en mer et rencontrer des responsables de l'exploitation du pétrole et du gaz dans la mer du Nord. Le but principal de ce voyage était de permettre à la Commission de se rendre sur les lieux d'une installation au large des côtes et de voir comment les problèmes environnementaux et socio-économiques étaient traités et quelles leçons il serait possible d'en tirer en vue du programme canadien d'exploration au large de la côte ouest.

Octobre 1984

La Commission publie la version préliminaire de ses Demandes de renseignements supplémentaires adressées à l'industrie et au gouvernement. Les participants à l'examen sont invités à commenter le document par écrit ou à l'occasion de réunions d'information.

2 novembre 1984

Petro-Canada annonce son intention de se retirer du processus d'examen; Chevron reste donc le seul promoteur participant.

5 novembre 1984 au 20 novembre 1984

La Commission organise des réunions d'information dans 14 collectivités de la côte nord ainsi qu'à Vancouver et à Victoria. Le but de ces réunions est le suivant :

—permettre à Chevron de décrire son nouveau programme d'exploration au large des côtes

—permettre à la Commission de décrire son mandat et d'en discuter

—permettre au public de discuter de la version préliminaire des Demandes de renseignements supplémentaires de la Commission.

7 décembre 1984

La Commission publie la version finale de ses Demandes de renseignements supplémentaires. Le document contient une série de questions et des demandes de renseignements supplémentaires adressées à Chevron et à un certain nombre d'organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux.

Février 1985

La Commission reçoit deux réponses à ses Demandes de renseignements supplémentaires : l'une vient de Chevron et l'autre constitue le condensé des réponses des organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux. Ces documents sont distribués aux participants à la fin de février.

Février 1985

La Commission publie ses Procédures relatives aux réunions générales et communautaires. Ces procédures sont légèrement modifiées en août.

Mars à mai 1985

La Commission organise une réunion préliminaire avec certains des principaux participants le 19 mars 1985. À cette occasion, et dans des lettres subséquentes, on demande à la Commission de prolonger le processus d'examen de façon à reporter à l'automne les réunions alors prévues pour le printemps de 1985. Le 12 avril 1985, la Commission demande au ministre fédéral de l'Environnement et à son homologue provincial d'envisager la prolongation du processus d'examen pour permettre une participation accrue du public. Dans une lettre datée du 3 mai 1985, les ministres acceptent de reporter la date limite de présentation du rapport de la Commission au 30 novembre 1985.

27 mars au 16 avril 1985

Le secrétariat de la Commission organise une série d'ateliers communautaires dans certaines collectivités de la côte nord pour encourager et faciliter la participation du public aux réunions.

Juillet 1985

La Commission publie le calendrier des réunions générales et communautaires qui auront lieu en septembre et en octobre.

Septembre à novembre 1985

Les réunions ont lieu conformément à l'horaire suivant :

Réunions communautaires :

9 septembre	Alert Bay
10 septembre	Fort Rupert
11 septembre	Bella Coola
12 septembre	Waglisla
13 septembre	Klemtu
14 septembre	Kitimat
15 septembre	Village de Kitimaat
16 septembre	Hartley Bay
17 septembre	Kitkatla
18 septembre	Port Simpson
19 septembre	Kincolith
20 septembre	Masset
21 septembre	Ville de Queen Charlotte
21 septembre	Skidegate

Réunions générales :

10 septembre	Port Hardy
30 septembre et 1er octobre	Ville de Queen Charlotte
2 octobre	Skidegate
4, 5 et 7 octobre	Prince Rupert
21 — 23 octobre	Vancouver
24 — 26 octobre	Victoria
28 et 29 octobre	Vancouver
13 — 15 et 25 novembre	Vancouver

ANNEXE E

PARTICIPANTS AUX RÉUNIONS

I RÉUNION GÉNÉRALES

PORT HARDY — 10 SEPTEMBRE 1985

Dickinson, Bill	Résidant
Haines, Pat	Chevron
McCaffery, Ron	Chambre de commerce de Port Hardy et du District
Pockrant, Harvey	Chevron
Russel, Tom	Pacific Trollers Association
Spearing, Ted	Chevron
Welchman, Brian	District de Port Hardy

VILLE DE QUEEN CHARLOTTE — 30 SEPTEMBRE 1985 — 1er OCTOBRE 1985

Boydell, Tony	Environnement Canada
Brandon, Leo	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Broadhead, John	Islands Protection Society
Cohen, Phil	Environnement Canada
Corwin, Ruthann	Conseil de la nation haïda
Cudby, Ernie	Chevron
Durie, Bob	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières
Duval, Wayne	Environmental Services Ltd.
Ford, John	Spécialiste technique
Gathercole, Richard	Islands Protection Society
Grzybowski, Alex	Island Protection Society
Hamel, Peter	Église anglicane du Canada
Hardie, Duncan	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Hatfield, Chris	Spécialiste technique
Hearne, Margo	Réserve naturelle de Delkatla
Hornal, Bob	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Kaiser, Gary	Environnement Canada
Langford, Bob	Ministère de l'Environnement
McAuliffe, Clayton	Chevron Oil Fuel Research Company
Miles, Dave	Chevron
Millen, John	Environnement Canada
Morninglight, Pamela	Résidante
Morris, Mary	Résidante
Pearse, Tony	Conseil de la nation haïda
Rettie, Roy	Chevron
Richardson, Miles	Conseil de la nation haïda
Robertson, Ian	Spécialiste technique
Ruel, Maurice	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Spearing, Ted	Chevron
Taschereau, Maurice	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Thomas, David	Spécialiste technique
Thorne, Gerry	Island Protection Society
Webb, Bob	Webb Environmental Service
Whitney, Al	Pacific Synergies
Wibe, John	Environnement Canada
Yeomans, Tim	Islands Protection Society

SKIDEGATE — 2 OCTOBRE 1985

Bell, Lily	Église anglicane du Canada
Corwin, Ruthann	Conseil de la nation haïda
Cudby, Ernie	Chevron
Davidson, Alfred	Église anglicane du Canada
Durie, Robert	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières
Gillie, Mavis	Église anglicane du Canada
Grzybowski, Alex	Islands Protection Society
Guujaaw	Conseil de la nation haïda
Hamel, Peter	Église anglicane du Canada
Hatfield, Chris	Spécialiste technique
Hearne, Margo	Réserve naturelle de Delkatla
Hoar, Rick	Réserve naturelle de Delkatla
Israel, Kent	Diocèse de Caledonia
McAuliffe, Clayton	Chevron Oil Fuel Research Company
Miles, Dave	Chevron
Morninglight, Pamela	Résidante
Morninglight, Stephen	Résidant
Pearse, Tony	Conseil de la nation haïda
Plumb, Don	Résidant
Rettie, Roy	Chevron
Rowe, Art	Église anglicane du Canada
Spearing, Ted	Chevron
Tarver, Charlotte	Résidante
Thorne, Gerry	Islands Protection Society
Webb, Bob	Webb Environmental Service
Whitney, Al	Pacific Synergies
Whitney, Colbert Irene	Pacific Synergies
Wunce, Gary	Résidant

PRINCE RUPERT — 4, 5 et 7 OCTOBRE 1985

Beal, Bob	Service de l'environnement atmosphérique

Bedard, Ken	Syndicat des pêcheurs et travailleurs assimilés
Beech, Fred	Environnement Canada
Birtwell, Ian	Ministère des Pêches et des Océans
Degans, James	Conseil tribal nishga
Durie, Robert	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières
Elford, Hans	Résidant
Fallon, Tony	Chevron
Flynn, Mike	Ministère des Pêches et des Océans
Hardie, Duncan	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Hatfield, Chris	Spécialiste technique
Langford, Bob	Ministère de l'Environnement
Larkin, Peter	Spécialiste technique
McAllister, Gary	Ministère des Pêches et des Océans
McAuliffe, Clayton	Chevron Oil Fuel Research Company
Miles, Dave	Chevron
Millen, John	Environnement Canada
Parsons, Tim	Spécialiste technique
Rettie, Roy	Chevron
Richardson, Miles	Conseil de la nation haïda
Robinson, Tom	Offshore Alliance of Aboriginal Nations
Smith, Steven	Chambre de commerce de Prince Rupert
Spearing, Ted	Chevron
Spence, Wilbur	Conseil de bande de Port Simpson
Wells, Gary	Environnement Canada
Wiebe, John	Environnement Canada
Wilson, Robert	Ministère des Pêches et des Océans
Wytenbroek, John	Northern Native Fishing Corp.
Yates, Leslie	Chambre de commerce de Prince Rupert

VANCOUVER — 21, 24, 28 ET 29 OCTOBRE ET 13, 14, 15 ET 25 NOVEMBRE 1985

Aldridge, Jim	Conseil tribal nishga
Andrews, Bill	Offshore Alliance
Argue, Sandy	Conseil tribal nishga
Atleo, Cliff	Fraternité des Indiens de la Colombie-Britannique
Bannister, Bill	Chevron
Birtwell, Ian	Ministère des Pêches et des Océans
Boyd, Forbes	Ministère des Pêches et des Océans
Boydell, Tony	Environnement Canada
Brandon, Leo	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Broadhead, John	Islands Protection Society
Brown, Anja	Centre culturel d'Heiltsuk
Chamut, Pat	Ministère des Pêches et des Océans
Collins, Mick	Ministère du Tourisme
Cornu Le, Adrian	Résidant d'Hydaburg, Alaska
Corwin, Ruthann	Conseil de la nation haïda
Crawford, William	Ministère des Pêches et des Océans
Darling, Jim	Spécialiste technique
Davis, Rolf	LGL Environmental Services Ltd.
Davitt, Bill	Chevron
Durie, Robert	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières
Englehardt, Reiner	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Erickson, Diane	Spécialiste technique
Fallon, Tony	Chevron
Fingas, Merv	Environnement Canada
Fissel, David	Spécialiste technique
Flynn, Mike	Ministère des Pêches et des Océans
Foster, Bristol	Offshore Alliance
Friele, Pierre	Étudiant
Gathercole, Richard	Islands Protection Society
Gillis, Daniel	Conseil de district de Kwakiutl
Giovando, Larry	Ministère des Pêches et des Océans
Hardie, Duncan	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Harding, Lee	Environnement Canada
Hatfield, Chris	Spécialiste technique
Hawksworth, Cynthia	Ministère des Affaires municipales
Hearne; Margo	Réserve naturelle de Delkatla
Hindle, Lonnie	Ministère des Pêches et des Océans
Hindmarch, Ken	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières
Hyntka, Jean	Sierra Club of Western Canada
Kaiser, Gary	Environnement Canada
Langford, Bob	Ministère de l'Environnement
Larkin, Peter	Spécialiste technique
Lightbown, Lavina	Conseil de la nation haïda
Lucas, Simon	Conseil tribal nuu-Chah-Nulth
Maxwell, Bill	Marin
McAllister, Kerry	Ministère des Pêches et des Océans

McAuliffe, Clayton	Chevron Oil Fuel Research Company
McDougall, Rick	R.D. McDougall and Associates
Miekle, Ken	Environnement Canada
Miles, Dave	Chevron
Millen, John	Environnement Canada
Nassichuk, Mike	Ministère des Pêches et des Océans
Nichol, Michael	Conseil de la nation haïda
Nyce, Harry	Conseil tribal nishga
O'Riordan, Jon	Ministère de l'Environnement
Oberhoffner, Joe	Chambre de commerce de la Colombie-Britannique
Parsons, Tim	Spécialiste technique
Pearse, Tony	Conseil de la nation haïda
Pond, Steve	Environnement Canada
Rettie, Roy	Chevron
Roberts, Kim	Conseil de district de Kwakiutl
Robertson, Ian	Spécialiste technique
Robinson, Rod	Conseil tribal nishga
Ross, Sy	Chevron
Ruel, Maurice	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Schaefer, Val	Vancouver Natural History Society
Solsberg, Laurie	Hatfield Consultants
Spearing, Ted	Chevron
Speck, Wedlidi	Conseil de district de Kwakiutl
Stewart, Charlie	Chevron
Stocker, Don	Ministère des Pêches et des Océans
Suzuki, David	Islands Protection Society
Szollowy, David	Église catholique, diocèse de Victoria
Taschereau, Maurice	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Thomas, David	Spécialiste technique
Thorne, Gerry	Islands Protection Society
Wiebe, John	Environnement Canada
Williams, John	Résidant
Williams, Susan	Islands Protection Society
Wilson, Don	Chevron
Wilson, Robert	Ministère des Pêches et des Océans
Young, Ian	Garde côtière canadienne

VANCOUVER — 24, 25 ET 26 OCTOBRE 1985

Ages, Al	Ministère des Pêches et des Océans
Albertson, Paul	Programme d'urgence provincial
Aldridge, Jim	Conseil tribal nishga
Andrews, Bill	Offshore Alliance
Billard, Allan	East Coast Fishermen's Federation
Birtwell, Ian	Ministère des Pêches et des Océans
Boyd, Forbes	Ministère des Pêches et des Océans
Burgess, Mike	Conseil des pêches de la Colombie-Britannique
Burns, Allan	State of Oregon Coastal Management Agency
Corwin, Ruthann	Conseil de la nation haïda
Crawford, Bill	Ministère des Pêches et des Océans
Cudby, Ernie	Chevron
Durie, Robert	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières
Englehardt, Reiner	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Erickson, Diane	Spécialiste technique
Fingas, Merv	Environnement Canada
Fissel, David	Spécialiste technique
Gathercole, Richard	Islands Protection Society
Gillie, Mavis	Projet Nord
Gillis, Dan	Conseil de district de Kwakiutl
Hamel, Peter	Église anglicane du Canada
Harding, Lee	Environnement Canada
Hearne, Margo	Réserve naturelle de Delkatla
Hindle, Lonnie	Ministère des Pêches et des Océans
Hindmarch, Ken	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières
Hnytka, Jean	Sierra Club of Western Canada
Hunter, George	Ministère des Pêches et des Océans
Jansen, Gerard	Chambre de commerce de Port Alberni
Kaiser, Gary	Environnement Canada
King, Walter	Georgetown Mills River Resources Limited
Kopas, Paul	Ministère des Pêches et des Océans
Kunkel, Lois	Projet Nord
Langford, Bob	Ministère de l'Environnement
Leitch, Gary	Division canadienne du pétrole
McAllister, Gary	Ministère des Pêches et des Océans
McAuliffe, Clayton	Chevron Oil Fuel Research Company
McKay, Will	Conseil de district de Kwakiutl
Meikle, Ken	Environnement Canada
Miles, Dave	Chevron
Millen, John	Environnement Canada

Mukherjee, P.K.	Ministère des Pêches et des Océans
Nichol, Michael	Conseil de la nation haïda
Nyce, Harry	Conseil tribal nishga
O'Riordan, Jon	Ministère de l'Environnement
Parsons, Tim	Spécialiste technique
Pashelka, Dick	Chevron
Pearse, Tony	Conseil de la nation haïda
Plante, Lorraine	Conseil tribal nishga
Pockrant, Harvey	Chevron
Pond, Steve	Environnement Canada
Rettie, Roy	Chevron
Rice, Stanley	Northwest and Alaska Fisheries Centre
Roberts, Kim	Conseil de district de Kwakiutl
Robinson, Ray	Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales
Rooney, soeur Cecilia	Projet Nord
Schaeffer, Marvin	Conseil tribal Nishga
Smith, Moses	Conseil tribal nuu-Chah-Nulth
Spearing, Ted	Chevron
Steele, Jim	Conseil tribal nishga
Stocker, Don	Ministère des Pêches et des Océans
Szollosy, David	Diocèse de Victoria, église catholique
Thomas, Dave	Spécialiste technique
Thorne, Gerry	Islands Protection Society
Walker, Jim	Ministère de l'environnement
Watts, George	Conseil tribal nuu-Chah-Nulth
White, Jim	Project North
Wiebe, John	Environnement Canada
Wilson, Robert	Ministère des Pêches et des Océans
Wolferstan, Bill	Ministère de l'Environnement
Young, Ian	Guarde côtière canadienne

II RÉUNIONS COMMUNAUTAIRES

ALERT BAY — 9 SEPTEMBRE 1985

Cudby, Ernie	Chevron
Haines, Pat	Chevron
Pockrant, Harvey	Chevron
Spearing, Ted	Chevron
Thurber, Bob	Bande indienne Nimpkish
Williamsom, Maxine	District régional de Mt. Waddington

FORT RUPERT — 10 SEPTEMBRE 1985

Hunt, William	Conseil du district Kwakiutl
Sieley, James	Conseil du district Kwakiutl
Speck, Wedlidi	Conseil du district Kwakiutl
Wallace, James	Conseil du district Kwakiutl

BELLA COOLA — 11 SEPTEMBRE 1985

Corrigan, Keith	résidant
Davitt, Bill	Chevron
Haines, Pat	Chevron
Karup, Mr.	résidant
O'Neill, Kevin	Central Coast Fishermens' Protective Assoc.
Spearing, Ted	Chevron

WAGLISLA 12 SEPTEMBRE 1985

Brown, Anja	Heiltsuk Cultural Educational Centre
Carpenter, Jennifer	Bande Heiltsuk
Davitt, Bill	Chevron
Innes, Mel	résidant
Rath, John	résidant
Reid, Cecil	Conseil de bande Bella Bella
Spearing, Ted	Chevron

KLEMTU — 13 SEPTEMBRE 1985

Davitt, Bill	Chevron
Kraft, B.	résidant
McKenzie, Donald	Magasin de la bande Kitasoo
Mason, Ernie Jr.	Conseil de bande Kitasoo
Robinson, Archie	Conseil de bande Kitasoo
Robinson, F.	Conseil de bande Kitasoo
Starr, Percy	Conseil de bande Kitasoo

KITIMAT — 14 SEPTEMBRE 1985

Beck, Detlef	District de Kitimat
Horwood, Dennis	résidant
Kline, Kelly	résidant
McClellan, Walter	District de Kitimat
Spearing, Ted	Chevron
Tirrul-Jones, James	résidant

KITAMAAT VILLAGE — 15 SEPTEMBRE 1985

Amos, Gerald	Conseil de village Kitamaat
Davitt, Bill	Chevron
Maitland, Heber	Conseil de village Kitamaat
Spearing, Ted	Chevron

HARTLEY BAY — 16 SEPTEMBRE 1985

Davitt, Bill	Chevron
Fisher, Dwayne	résidant
Hill, Lynne	Conseil de bande Hartley Bay
Pockrant, Harvey	Chevron
Reece, Dan	résidant
Schoenhoff, Steve	résidant
Spearing, Ted	Chevron
Sullivan, Tim	résidant
Wilson, Ron	résidant
Wilson, L.	résidant

KITKATLA — 17 SEPTEMBRE 1985

Davitt, Bell	Chevron
Hill, Matthew	Conseil de bande Kitkatla
Lewis, Francis	résidant
Pockrant, Harvey	Chevron

PORT SIMPSON — 18 SEPTEMBRE 1985

Bryant, James	résidant
Davitt, Bill	Chevron
Kemnitz, Roger	résidant
Robinson, William	résidant
Spearing, Ted	Chevron
Spence, Wilbur	Native Brotherhood Local
Walters, Dave	résidant

KINCOLITH — 19 SEPTEMBRE 1985

Alexander, Sydney	résidant
Azak, Alven	résidant
Benson, Chester	résidant
Davitt, Bill	Chevron
LaFrance, Andre	résidant
Leeson, Nelson	résidant
McKay, Hans	Conseiller adjoint de Greenville
Moore, Allan	résidant
Moore, Graham	résidant
Nelson, F.	Président de la bande Kincolith
Nyce, Harry	résidant
Plante, Lorraine	résidant
Pockrant, Harvey	Chevron
Robinson, Rod	Conseil tribal Nisgha
Spearing, Ted	Chevron
Stevens, Chief	résidant
Watts, Rufus	résidant
Woods, Leslie	résidant
Wright, Basil	résidant
Wright, Harold	résidant

MASSET — 20 SEPTEMBRE 1985

Broadhead, John	Islands Protection Society
Collison, Frank	résidant
Cudby, Ernie	Chevron
Good, John	résidant
Hearne, Margo	Réserve naturelle de Delkatla
Henley, Thom	Rediscovery Society
Histed, Brenda	résidant
Medley, Andy	résidant
Miles, Dave	Chevron
Pashelka, Dick	Chevron
Phillips, David	résidant
Pinker, Wilfred	résidant
Spearing, Ted	Chevron

QUEEN CHARLOTTE CITY — 21 SEPTEMBRE 1985

Cassidy, Brad	résidant
Cudby, Ernie	Chevron
Fowler, Fran	résidant
Miles, Dave	Chevron
Morninglight, Pamela	résidant
Sexsmith, Vicki	Islands Protection Society
Suna, Susanne	résidant
Walker, Eevan	résidant

SKIDEGATE — 21 SEPTEMBRE 1985

Adams, Victor	Conseil de la nation haïda
Collison, Frank	Conseil de la nation haïda
Richardson, Miles	Conseil de la nation haïda

ANNEXE F

RAPPORTS, DOCUMENTS ET AUTRES

REÇUS PAR LA COMMISSION

I. RAPPORTS ET DOCUMENTS

1. Petro-Canada Inc. 1983. Offshore Queen Charlotte Islands : Initial Environmental Evaluation. Trois volumes séparés.

2. Chevron Canada Resources Ltd. 1982. Initial Environmental Evaluation for Renewed Petroleum Exploration in Hecate Strait and Queen Charlotte Sound. Deux volumes reliés.

3. Ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique. 1983. Offshore Hydrocarbon Exploration and Development : A Preliminary Environmental Assessment.

4. Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique. 1984. Technical Evaluation of the IEEs for Offshore Petroleum Exploration - Victoria, 17/18 janvier 1984.

5. Chevron Canada Resources Ltd. 20 février 1985. Réponses aux Demandes de renseignements supplémentaires de la Commission sur l'exploration au large de la côte ouest.

6. Gouvernement du Canada et province de la Colombie-Britannique. Février 1985. Réponses aux Demandes de renseignements supplémentaires de la Commission sur l'exploration au large de la côte ouest.

7. Documents d'Environnement Canada sur l'exploration offshore :

Rapport n° 1

Colonial Alcids in British Columbia, par Gary Kaiser du Service canadien de la faune, juillet 1985.

Rapport n° 2

Compte rendu du séminaire sur l'utilisation des dispersants tenu les 20 et 21 mars 1985 à l'Institut des sciences océaniques de Sidney, Colombie-Britannique.

Rapport n° 3

An Evaluation of the Effects of Averaging Time on the Wind Statistics of the North Coast of British Columbia, préparé pour le Service de l'environnement atmosphérique par la Environmental Sciences Limited, 15 mars 1985.

Rapport n° 4

Severe Storms off Canada's West Coast : A Catalogue Summary for the Period 1957 to 1963, préparé par le Service de l'environnement atmosphérique par la Concord Scientific Corporation, janvier 1985.

Rapport n° 5

Observations of Sea Spray Icing on Green Island, British Columbia (1984-1985), préparé pour le Service de l'environnement atmosphérique par la Environment Sciences Limited, 30 avril 1985.

Rapport n° 6

Environmental Sensitivity to Oil Spills of The Queen Charlotte Islands Area, préparé par M. Cohen et J. Slater, août 1985.

Rapport n° 7

Distribution and Densities of Marine Birds on the Canadian West Coast, Service canadien de la faune.

Rapport n° 8

Preliminary Estimates of Exploration and Production Oil Spill Probabilities for the Queen Charlotte Islands Offshore Area, 10 octobre 1985.

Rapport n° 9

Guide to the Preparation of Shoreline Protection and Cleanup Manuals, Service de la protection de l'environnement, novembre 1981.

8. M. Clayton McAuliffe, Chevron. Crude Oil and Salmon — Effects on Untreated and Chemically Dispersed Prudhoe Bay Crude on Homing, and Amounts Lethal to Salmon Adults and Fry.

9. M. Clayton McAuliffe, Chevron. Fate and Effects of an Oil Spill from Canadian West Coast Offshore Exploration.

10. M. Clayton McAuliffe, Chevron. Summary of Studies by Pearson et al. (1985) on the Effects of Prudhoe Bay Crude Oil on Egg Fertilization, Hatching and Larval Abnormalities of Pacific Herring.

11. Ministère des Pêches et des Océans. 16 octobre 1985. Renseignements supplémentaires sur les vagues et les courants.

12. M. Clayton McAuliffe, Chevron. Hypothetical Oil Blowout : Model crude Oil, Its Fate and Effects. (Fourni par la Chevron le 23 août 1985 pour corriger une erreur dans la section 4 de l'évaluation initiale de la compagnie).

13. Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique. 28 juin 1985. Renseignements supplémentaires sur les boues de forage à base de pétrole, les cartes de risques et les impacts environnementaux sur les oiseaux marins côtiers qui se nourrissent en surface et le hareng.

14. Environnement Canada. Août 1985. Renseignements supplémentaires sur les systèmes de vérification des prévisions marines sur la côte ouest et sur les améliorations proposées aux services météorologiques de la côte ouest.

15. Ministère des Pêches et des Océans. 30 septembre 1985. Réponses aux Demandes de renseignements supplémentaires de la Commission.

16. Ministère des Pêches et des Océans. Lettre du 30 mai 1985. Liste des erreurs et des omissions relatives aux cartes des pêches présentées à la Commission dans le cadre des réponses du gouvernement aux Demandes de renseignements supplémentaires de la Commission.

17. Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique. 28 juin 1985. Scénario en cas de déversement accidentel de pétrole.

18. Batelle Marine Research Laboratories. Mai 1985. Rapport préliminaire à l'American Petroleum Institute sur les effets du pétrole sur le comportement au frai et la reproduction du hareng du Pacifique.

19. American Petroleum Institute. 10 mai 1985. The Role of Chemical Dispersants in Oil Spill Control (version préliminaire).

20. Institut de recherche sur les Pêches de l'Université de Washington. Août 1985. Effects of Prudhoe Bay Oil on the Homing of Coho Salmon in Marine Waters, rapport préliminaire préparé pour l'American Petroleum Institute.

21. American Petroleum Institute, avec l'aide de l'Institut de recherche sur les pêches de l'Université de Washington. Octobre 1985. Effects of Crude Oil and Chemically Dispersed Oil on Chemoreception and Homing in Pacific Salmon.

II. PRÉSENTATIONS

1. Condensé des présentations écrites découlant des Demandes préliminaires de renseignements (19 présentations, 317 pages). 27 septembre 1984.

2. Condensé des réponses écrites aux Demandes préliminaires de renseignements de la Commission (16 représentations, 111 pages). 6 décembre 1984.

3. Condensé des présentations reçues par la Commission au moment des réunions publiques d'information (19 présentations, 125 pages). 6 décembre 1984.

4. Exposé du district de Port Hardy. 29 août 1985. (PH- 1).

5. Présentations reçues aux réunions générales de Queen Charlotte du 30 septembre au 2 octobre 1985 :

QCC-1 — Allocution d'ouverture de M. E. Taschereau, Administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada.

QCC-2 — Allocution d'ouverture de M. Robert W. Durie, Sous-ministre adjoint, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières, 18 septembre 1985.

QCC-3 — Présentation technique sur les effets de l'exploration pétrolière offshore et le développement des ressources non consommables au large de la côte nord et de l'Archipel de la Reine Charlotte, Alex Grzybowski, octobre 1985.

QCC-4 — Présentation de Pamela Morninglight.

QCC-5 — Présentation de la réserve naturelle de Delkatla, 1er octobre 1985.

QCC-6 — The Public and Social Responsibility of the Anglican Church of Canada, Considérations d'ordre moral et éthique concernant l'évaluation du projet d'exploration pétrolière au large de la côte ouest. Diocèse anglican de Caledonia, 2 octobre 1985.

QCC-7 — Concerns Regarding the Development of Offshore Oil and Gaz in the Area of the Queen Charlotte Islands and its Specific and Negative Impacts on Wilderness Tourism, M. Alan G. Whitney, Pacific Synergies Ltd. Octobre 1985.

QCC-8 — Allocution d'ouverture du Conseil de la nation haïda, 30 septembre 1985.

QCC-9 — Environmental and Regulatory Concerns of Offshore Oil and Gaz Development, par Ruthann Corwin, au nom du Conseil de la nation haïda, octobre 1985.

QCC9A — Quatre annexes à la présentation du Conseil de la nation haïda (QCC-9).

QCC-9B — Résumé par Ruthann Corwin.

QCC-10 — Allocution d'ouverture de A.N. Boydell, Directeur général régional, Région du Pacifique et Yukon, Environnement Canada, 30 septembre 1985.

QCC-11 — Allocution d'ouverture du ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique.

QCC-12 — Résumé du rapport d'Environnement Canada, Environmental Sensitivity to Oil Spills of the Queen Charlotte Islands, P. Cohen et J. Slater, août 1985.

QCC-13 — Déclaration du Conseil de la nation haïda à tous les états qui souscrivent au droit international de la mer des Nations-Unies.

6. Présentations reçues aux réunions générales de Prince Rupert les 4, 5 et 7 octobre 1985 :

PR-1 — Offshore Alliance of Aboriginal Nations Position on Offshore Hydrocarbon Exploration off the Pacific Coast, 18 septembre 1985.

PR-2 — Exposé de la Chambre de commerce de Prince Rupert, 4 octobre 1985.

PR-3 — Exposé de la United Fishermen and Allied Workers Union, Northern Office, Prince Rupert, 7 octobre 1985.

PR-4 — Présentation de la Northern Native Fishing Corporation, 30 septembre 1985.

PR-5 — Présentation de la ville de Prince Rupert, octobre 1985.

7. Présentations reçues aux réunions générales de Vancouver et Victoria du 21 octobre au 15 novembre 1985 :

V-1 — Présentation du Conseil tribal nishga, octobre 1985.

V-2 — Présentation de la Vancouver Natural History Society, 30 septembre 1985.

V-3 — Exposé du Bureau des affaires environnementales, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, 3 octobre 1985.

V-4 — West Coast Oil and Gas Exploration, énoncé de position présenté par le Conseil des pêches de la Colombie-Britannique.

V-5 — Association pétrolière canadienne, Division des opérateurs offshore, Fishermen's Compensation Policy for Unattributable Damage due to Exploration and Production Activities on Canada's East Coast.

V-6 — The Bella Bella Native Food Fishery, Anja Brown, Centre culturel d'Heiltsuk, 13 août 1985.

V-7 — Présentation finale d'Environnement Canada, 18 septembre 1985.

V-8 — Pêches et Océans, Position on Proposed West Coast Offshore Hydrocarbon Exploration, octobre 1985.

V-8A — Version française de V-8.

V-8B — Notes on Current Observations in Queen Charlotte Island, Hecate Strait and Dixon Entrance, W.R. Crawford, Institut des sciences océaniques, ministère des Pêches et des Océans, octobre 1985.

V-9 — Présentation du ministère de l'Environnement, octobre 1985.

V-10 — Chambre de commerce de la Colombie-Britannique, Exposé sur l'exploration au large de la côte ouest, 23 octobre 1985.

V-11 — Environmental Issue Management for British Columbia Offshore Oil Exploration, préparé par le ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, Environnement Canada et le ministère des Pêches et des Océans, octobre 1985.

V-12 — Grandes lignes de la présentation conjointe du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique et de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada.

V-12A — Drilling for Oil and Gaz on Canada Lands, Guidelines Procedures, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, septembre 1984.

V-13 — Résumé de la présentation du Conseil tribal nuu-Chah-Nulth, octobre 1985.

V-14 — Marine Birds and West Coast Offshore Hydrocarbon Development, énoncé préparé pour la Islands protection Society par Peter Hamel, 2 octobre 1985.

V-15 — Présentation de la Islands protection Society — Marine Benthos.

V-16 — Exposé final du conseil de district de Kwakiutl, octobre 1985.

V-17 — Présentation du Islands Protection Service — Environmental Concerns of Marine Seismic Exploration Techniques.

V-18 — Présentation de la Islands Protection Society — Marine Mammals and Cetaceans.

V-19 — The Importance of the Environment North of Vancouver Island, présentation de M. Bristol Foster.

V-20 — Présentation du Sierra Club of Western Canada.

V-21 — Allocution d'ouverture du ministère des Pêches et des Océans, 21 octobre 1985.

V-22 — Some Ethical Considerations on the Socio-Economic Implications of Proposed West Coast Offshore Petroleum Exploration, énoncé de la Commission de justice sociale du diocèse catholique de Victoria, 17 octobre 1985.

V-23 — Observations du ministère des Pêches et des Océans sur l'impact des éruptions de pétrole, 23 octobre 1985.

V-24 — The Effectiveness of Oil Spill Dispersants, par Merv Fingas, Service de la protection de l'environnement, Environnement Canada.

V-25 — The Socio-Economic Impacts of the Proposed West Coast Offshore Petroleum Exploration on the British Columbia Coast, Projet Nord, 26 octobre 1985.

V-26 — Présentation de la Chambre de commerce d'Alberni Valley, 25 octobre 1985.

8. Présentation préparée par David Fraser, Port Alberni, 20 octobre 1985.

9. Présentation de M. Rick McDougall de R.D. McDougall and Associates donnant des renseignements sur les pêches sur la côte du Pacifique et l'utilisation concurrentielle des ressources, 15 août 1985.

10. Présentation de Carol Ann Rolf, Mandatory Negotiation : A means to Determine Mitigation and Compensation measures in the Context of Energy Development.

11. Présentation de la British Columbia Lifeboat Society, novembre 1985.

12. Allocution de clôture du ministère des Pêches et des Océans, 25 novembre 1985.

13. Allocution de clôture du Conseil de la nation haïda, 30 novembre 1985.

14. Condensé des présentations faites aux réunions communautaires (huit présentations, 25 pages).

ANNEXE G

GLOSSAIRE

Amphipodes Petits crustacés de 5 à 10 mm de longueur, dotés d'antennes courtes et de corps comprimés, qui se nourrissent de détritus et servent de nourriture à bon nombre d'animaux marins.

Amplitude de marée Différence de hauteur entre la marée basse et la marée haute, qui varie selon le moment de l'année et le lieu.

Amplitude des vagues Distance verticale entre la crête et le creux de la vague. L'amplitude est égale à la moitié de la hauteur de la vague.

Anadromes Se dit de certaines espèces de poisson, comme le saumon, qui passent la plus grande partie de leur vie dans la mer mais qui retournent frayer en eau douce.

Bateau-support de forage Un des bâtiments de soutien d'une installation de forage.

Benthique Qui vit dans les fonds marins.

Bloc (empilement) Les obturateurs sont empilés les uns sur les autres dans une cage en acier, ce qui constitue un bloc d'obturation (Pour plus de détails, voir la section 6).

Boue Fluide de forage dont le poids sert à contrôler la pression dans les formations, à lubrifier le tube de forage dans le puits au moment du forage, à améliorer le taux de pénétration, et à sceller les formations perméables (Voir la section 6 pour plus de détails).

Cétacés Mammifères marins comprenant les baleines, les dauphins et les marsouins.

Chaîne alimentaire Représentation graphique de ce que mange chacun des membres d'une communauté naturelle.

Circulation estuarienne Endroit où l'eau douce d'un cours d'eau qui s'écoule au-dessus de l'eau salée, se mêle graduellement à cette dernière. L'eau salée perdue dans le processus est remplacée par un courant qui amène de l'eau vers l'embouchure.

Col de cygne Tuyau souple en caoutchouc menant du tube de décharge des pompes jusqu'au sommet du dispositif de forage (tête d'injection), qui transporte la boue des réservoirs, par les pompes, jusqu'à la tige de forage et au trépan.

Colonne de tubage Ensemble composé de raccords de tubes filetés descendus ou cimentés dans le puits de forage.

Courants inertiels Courants de surface produits par des vents intermittents. L'énergie éolienne déplace les eaux qui se mettent à tourner dans le sens des aiguilles d'une montre sous l'effet de leur propre inertie; les courants inertiels font un circuit complet en 15 heures et demie à 51° de latitude Nord.

Crustacés Animaux marins dotés d'une coquille dure, d'antennes, de mandibules et d'yeux à facettes, comme le homard, le crabe, la crevette, les amphipodes et les anatifes.

Débit de turbidité (courant de turbidité ou débit de suspension) Courant sous-marin chargé de boue ou de sédiments qui se forme lorsque suffisamment de sédiments sont mis en suspension (par un tremblement de terre par exemple) pour qu'il y ait décollement de la pente en raison de la gravité. On a mesuré indirectement la vitesse des débits de turbidité qui peut atteindre 100 km/h et détruire des câbles télégraphiques posés sur le fond marin.

Densité relative Rapport entre la densité d'une substance donnée et la densité de l'eau.

Détritus Particules libres de matière organique provenant de plantes ou d'animaux en putréfaction.

Diurne Qui se montre ou a lieu le jour.

Duse Dispositif de surface relié par des tiges au tubage sous les obturateurs; il contrôle le débit et la pression des éruptions lorsque les obturateurs sont fermés.

Écosystème Communité complexe, fonctionnant comme un tout, formée d'un milieu vivant et des organismes qui y vivent.

Embryon libre Embryon autonome qui n'a pas encore acquis les caractéristiques adultes de son espèce.

Espace annulaire (tige de forage, tubage) Dans un trou de sondage non tubé, espace compris entre la paroi du trou et la garniture en acier; dans un trou tubé, espace entre l'intérieur du tubage et l'extérieur de ce qui se trouve dans le tubage.

Estuaire Embouchure d'un cours d'eau.

Étinceleur Dispositif d'étude sismique à haute résolution utilisé pour des études de puits afin de déterminer les poches de gaz peu profondes. Génère une étincelle électrique à haute tension entre deux électrodes sous l'eau.

Étude sismique Utilisation de la vitesse des ondes sonores pour déterminer la configuration de la roche sous le fond marin. Les opérations d'étude sismique n'ont aucun lien avec la sismicité ni avec les mouvements naturels de la terre et les tremblements de terre.

Euphausiacés Crustacés planctoniques, habituellement luminescents, semblables à des crevettes.

Faille Fracture de la croûte terrestre qui a entraîné le glissement d'une des lèvres.

Fetch Distance que parcourt le vent sans rencontrer d'obstacles sur l'eau ou sur la terre ferme, ou distance que parcourent les vagues sans rencontrer d'obstacles.

Flux Mouvement de la mer à marée montante.

Formation Terme de forage et de géologie désignant une couche de roche d'épaisseur variable qu'on peut généralement corréler et identifier sur de longues distances.

Fraction légère Terme collectif désignant les composés aromatiques et les alcanes ayant la gravité spécifique la plus basse et que l'on retrouve dans les hydrocarbures naturels. Sont habituellement considérées comme constituant les fractions légères les alcanes comptant de 1 à 10 atomes de carbone. En font partie le gaz naturel liquifié et le gaz de pétrole liquifié.

Ichthyoplancton Oeufs en suspension et larves qui se meurent faiblement dans la mer.

Igné Roche formée à partir du magma provenant du noyau en fusion de la terre.

Installation auto-élévatrice Type de fondation supportant une installation de forage. L'installation auto-élévatrice est posée sur le fond et elle peut être remorquée sur place; on descend ensuite les montants sur le fond avant de sortir le module de forage de l'eau.

Installation de forage Terme générique désignant l'ensemble des dispositifs au large des côtes utilisés pour forer un trou vertical ou presque.

Joint à rotule Dans le domaine du forage hauturier, joints à déclenchement rapide situés à chaque extrémité du tube conducteur marin reliant l'installation de forage aux obturateurs sur le fond.

Joint coulissant Joint additionnel du tube conducteur marin associé au joint à rotule et utilisé pour séparer rapidement le tube conducteur marin de l'installation en cas d'urgence.

Ligne de duses Ligne qui va de la surface jusque sous les obturateurs du fond et qui sert à introduire de la boue lourde dans l'espace annulaire pour contrôler une éruption lorsque les obturateurs sont fermés.

Masse-tige Tube à parois très épaisses et à diamètre constant installé entre le trépan et la partie longue de la tige de forage, qui imprime un poids au trépan pour briser les formations rocheuses. Tout le dispositif, y compris les masses-tiges, tourne.

Mollusques Animaux à corps mou non divisé en segments, généralement protégés par une coquille calcaire et dotés d'un pied musculaire qui leur permet de se déplacer. Parmi les mollusques se trouvent les escargots, les clams, les chitons et les pieuvres.

Mousse Émulsion d'eau dans l'huile souvent observée dans une situation d'éruption, entre l'effluent d'huile et l'eau de mer, notamment dans le cas d'huiles paraffiniques.

Nappe Très mince dépôt de pétrole à la surface de la mer, provenant d'un écoulement.

Obturateurs (BOP) Dispositif installé sur la plus petite tête de tubage dépassant du fond marin qui peut, grâce à des mâchoires hydrauliques actionnées en surface, sceller un trou vide, se refermer sur un outil dans le tour de forage et donc sceller l'espace annulaire, et cisailler un outil dans le trou, le lâcher et sceller à nouveau le trou. Les obturateurs sont à piston plein, à tige ou annulaires. (Voir la section 8 pour plus de détails).

Perte de circulation Dans certaines formations à basse pression, la boue est drainée hors du trou ce qui réduit la hauteur et la pression de la colonne de boue et crée un risque d'éruption.

Pélagique Qui vit dans la haute mer.

Perméabilité Capacité d'une roche de laisser les fluides passer à travers ses pores.

Phytoplancton Plantes minuscules en suspension dans la mer.

Porosité Certaines roches possèdent des micro-cavités qui contiennent parfois des fluides pétroliers. La porosité est le rapport entre ces micro-cavités et le volume global de la roche exprimé en pourcentage.

Prédateur Qui se nourrit d'autres organismes.

Pression de formation Pression intrinsèque des fluides contenus dans une formation poreuse et perméable à un moment donné.

Producteurs primaires À la base de la chaîne alimentaire. Dans l'océan, il s'agit du phytoplancton; près des côtes, les brouteurs et les algues sont d'importants producteurs primaires.

Reflux Mouvement de la mer à marée descendante.

Réseau alimentaire Ensemble des chaînes alimentaires d'un écosystème. Au bas du réseau se trouvent les plantes et les bactéries, au haut, des carnivores.

Rides de courant Étranglements ou zones peu profondes où les courants de marée ou les ondes de gravité longues prennent de la vitesse, au moment du flux ou du reflux, en raison du resserrement.

Robinet de tige carrée Soupape installée à même la tige carrée à son sommet, qui peut être fermée à la main du plancher lorsqu'il y a un risque d'éruption à l'intérieur de la tige de forage.

Sabot du dernier cuvelage Base de la partie du fond de la colonne de tubage, percée d'un trou de petit diamètre.

Squamish Terme utilisé sur la côte ouest pour désigner de forts vents soufflant dans les fjords et les cirques en direction de la mer lorsqu'un système de haute pression se trouve au-dessus de la partie centrale ou septentrionale de l'intérieur de la Colombie-Britannique.

Sursaut (de pression) Montée de gaz ou de gas-oil dans le puits et souvent même dans le trou de forage, qui indique un risque d'éruption. Contrôlé à l'aide de la colonne de boue et des obturateurs.

Suspension colloïdale Très petites particules en équilibre ionique et en suspension dans un fluide.

Table de rotation La table de rotation sur le plancher de forage fait tourner le dispositif de forage et le trépan au moyen de la bague fixée à la tige à section carrée ou hexagonale.

Tempêtes explosives Tempêtes à formation rapide, parfois liées à des systèmes tropicaux qui, pour des raisons de dynamique et de thermodynamique, connaissent une baisse soudaine de tension en leur centre, ce qui crée de forts vents et des vagues.

Tête de puits Dans le domaine du forage, le sommet du plus petit tubage sur le fond marin où est installé le bloc d'obturation.

Tête d'injection La tête d'injection est installée au sommet de la tige carrée et fait circuler la boue du col de cygne jusqu'à la tige carrée et au dispositif de forage; elle fait aussi tourner la garniture de forage au moyen de la table de rotation.

Tige carrée Partie supérieure de l'ensemble du dispositif de forage. De section carrée ou hexagonale, la tige est dotée d'une bague extérieure qui s'ajuste à la table de rotation sur le plancher de forage, fait tourner la tige carrée et, par conséquent, la tige de forage, la masse-tige et le trépan. La tige carrée est suspendue à la tête d'injection à laquelle est fixé le col de cygne.

Tige de forage Partie principale du dispositif de forage dans le puits qui permet l'arrivée de la boue et imprime un mouvement de rotation ainsi qu'un poids au trépan en vue de la pénétration.

Train de tiges de forage Terme désignant l'ensemble de l'installation, du trépan au fond du trou, jusqu'aux masses-tiges, à la tige de forage, à la tige carrée et à la tête d'injection.

Trépan Outil coupant lesté qui se trouve à l'extrémité inférieure de l'installation de forage; on le lubrifie à la boue et on le fait tourner pour briser les surfaces rocheuses.

Tsunami Vague séismique produite par un tremblement de terre sous-marin ou une éruption volcanique. Les tsunamis passent inaperçus en haute mer mais peuvent atteindre une grande taille en eaux peu profondes ou dans les étranglements.

Tubage Tuyaux installés en permanence dans un puits et cimentés pour le protéger des roches et des fluides et soutenir les parois du trou ainsi que les obturateurs.

Tube carottier Dispositif installé au fond d'une installation de forage à la place du trépan et destiné à prélever une carotte cylindrique de la formation rocheuse au lieu d'en briser simplement la surface en petites particules ou en morceaux.

Tube conducteur marin Tube de grand diamètre en sections, installé entre l'installation à la surface et le sommet des obturateurs au fond et fixé au moyen de joints à rotule aux deux extrémités. Il permet un accès au puits à travers les obturateurs et le retour de la boue à la surface.

Viscosité Mesure de résistance à l'écoulement d'un liquide.

Zones de convergence Régions de l'océan où des masses d'eau de salinité, de température, etc., différentes se rejoignent. Le long de ces lignes de convergence, la masse la plus dense s'enfonce sous la moins dense.

Zooplancton Forme minuscule de vie animale en suspension ou faiblement en mouvement dans la mer.

ANNEXE H

REMERCIEMENTS

La Commission aimerait remercier sincèrement tous ceux qui ont participé à l'examen, et plus particulièrement ceux qui ont consacré du temps et des efforts à la rédaction des présentations ou aux réunions publiques.

La Commission remercie notamment Chevron Canada Resources Ltd pour sa collaboration et sa participation au processus d'examen, et surtout pour le temps et les efforts consacrés à son évaluation environnementale initiale en réponse aux Demandes de renseignements supplémentaires de la Commission, ainsi que pour sa participation à toutes les réunions.

Il convient aussi de souligner la contribution des reponsables du projet, soit l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique.

Divers organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux ont aussi joué un rôle essentiel avant et pendant les réunions publiques. Leurs réponses écrites aux nombreuses questions de la Commission ont permis d'établir une base de données en vue des réunions et leur participation aux réunions, à titre d'intervenants ou d'experts, a grandement contribué au succès de l'examen.

Les spécialistes techniques dont le nom figure à l'annexe C ont également apporté une contribution majeure à l'examen, avant et pendant les réunions.

La Commission félicite en outre les nombreux groupes publics et autochtones qui ont pris part à l'examen pour leur contribution des plus pertinente et professionnelle. Ils ont grandement contribué à la création de la base de données de la Commission.

Il faut aussi remercier tout particulièrement les collectivités et les villages visités durant les réunions d'information et les réunions publiques finales pour leur hospitalité.

Enfin, la Commission aimerait remercier ses secrétaires exécutifs ainsi que les autres membres de son secrétariat et le personnel de soutien énuméré ci-après :

Secrétaires exécutifs
- David Marshall
- Jonathan Secter

Membres du secrétariat
- Bob Williams
- Paul Scott
- Larry Wolfe
- Jane Roots

Personnel du bureau de Vancouver
- Terry Salway
- Robin Lauer
- Evelynne Cashion
- Carol Ann Litke
- Lindsay Taylor

Personnel du bureau de Victoria
- Leah Waddington

Rédaction du rapport
- Carter Communications Ltd.

Sténographes officiels
- Total Reporting Services
- Allwest Reporting Ltd.

Photographies
- Hatfield Consultants Limited
- Service de la protection de l'Environnement, Environnement Canada
- La province de la Colombie-Britannique
- Petro-Canada